

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ И МЕТОДОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ СТАЛЕЙ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ ПОВЫШЕННОЙ ПРОЧНОСТИ И КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ
© 2019

М.А. Выбойщик, доктор физико-математических наук, профессор,
профессор кафедры «Нанотехнологии, материаловедение и механика»
Тольяттинский государственный университет, Тольятти (Россия)

А.В. Иоффе, кандидат технических наук,
руководитель департамента материаловедения
ООО «ИТ-Сервис», Самара (Россия)

Ключевые слова: нефтепромысловые среды; нефтегазопроводные трубы; насосно-компрессорные трубы; базовая сталь; коррозионная стойкость; прочность; пластичность; трещиностойкость; водородное растрескивание; углекислотная коррозия; структурное состояние; термическая обработка; термомеханическая обработка.

Аннотация: Проведен обзор аварийности нефтепромыслового и транспортирующего оборудования и отмечено значительное (в разы, а иногда в десятки раз) превышение допустимых показателей надежности трубопроводных систем по значениям удельной частоты отказов (шт/км/год). Показано, что основной причиной деградации и разрушения труб является внутренняя коррозия, которая в зависимости от состава добываемых сред выражается одним преобладающим или сочетанием нескольких видов коррозионно-механического разрушения: водородное растрескивание, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, углекислотная, сульфидная и бактериальная коррозии. На основе обобщения и систематизации результатов многочисленных исследовательских и прикладных работ по разработке и освоению новых трубных сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости представлены основные научные положения формирования коррозионной стойкости сталей в высокоагрессивных нефтепромысловых средах. Разработана методология и предложена последовательность мероприятий (алгоритм) решения поставленных задач по разработке сталей для производства труб нефтяного сортамента с более высокими механическими свойствами и стойкостью к коррозионно-механическому разрушению. Определен перечень необходимых исследований, испытаний и требований к качеству продукции. Дано обоснование рациональности используемых подходов, методов и решений по легированию, микролегированию, модифицированию и выбору структурного состояния разрабатываемых сталей, а также по технологии изготовления труб. Приведены примеры разработки новых сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости и, соответственно, успешного решения поставленных вопросов повышения эксплуатационных свойств нефтегазопроводных и насосно-компрессорных труб.

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и нефтепродукты современных месторождений характеризуются наличием значительного количества агрессивных составляющих (углекислый газ, сероводород, хлориды, вода, бактериальная зараженность и др.), что осложняет эксплуатацию нефтедобывающего и транспортирующего оборудования происходящими процессами коррозионно-механического разрушения металла. В связи с исчерпанием существующих и началом эксплуатации новых месторождений нефти коррозионная активность промысловых сред постоянно возрастает. В последние годы аварийность трубопроводов и другого нефтепромыслового оборудования систем первичного сбора нефти для традиционно используемых сталей возросла в 1,3–1,5 раза [1]. Наиболее интенсивно коррозионно-механическое разрушение проявляется на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири. Удельная частота данных отказов трубопроводов (шт/км/год) для наиболее значимых нефтяных компаний (ПАО «НК «Роснефть»», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «РН-Сахалинморнефтегаз», АО «Самаранефтегаз», ОАО «Дагнефть» и ООО «РН-Ставропольнефтегаз») значительно, а иногда и в десятки раз превышает допустимые показатели надежности промысловых трубопроводных систем.

Аналогичное или более удручающее положение и с нефтедобывающим оборудованием. Для многих скважин срок эксплуатации подвески насосно-компрессор-

ных труб (НКТ) составляет 3–6 месяцев. На скважинах месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК, ООО «РН-Ставропольнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и др. происходят катастрофические разрушения с обрывом лифтовых колонн НКТ (полеты) [2; 3].

Основной причиной деградации и разрушения труб является внутренняя коррозия, которая в зависимости от состава добываемых сред выражается одним из следующих преобладающих видов или сочетанием нескольких видов коррозионно-механического разрушения: водородное растрескивание, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, углекислотная и бактериальная коррозии.

Основным фактором, определяющим работоспособность и надежность нефтедобывающего и транспортирующего оборудования и, соответственно, стоимость добычи нефти и газа, являются потребительские и эксплуатационные свойства труб, составляющих более 90 % металлоемкости всего оборудования.

За последние десятилетия в связи с увеличением объема добычи нефти и газа с высоким содержанием коррозионно-активных компонентов расширились работы по исследованию разрушения в средах, насыщенных водородом [4–6], по повышению стойкости в средах, насыщенных CO₂ [7–9], в средах с высоким содержанием H₂S, CO₂ [10–12] и, соответственно, по разработке и производству трубных сталей. Наиболее интенсивно работы проводятся в странах – разработчиках

месторождений с высокой агрессивностью сред (США, Канада, Франция, Норвегия и др.) и в странах, производящих трубы для рынка (ФРГ, Япония, Италия и др.).

В Российской Федерации сложившаяся структура экономики определила потребность в улучшении качества нефтегазопромыслового оборудования. Сохранение научных металлургических кадров и производственных мощностей металлургических заводов и высокий научный уровень проработки вопросов [13–15] позволил за последние 15–20 лет значительно увеличить потребительские свойства труб (прочность, пластичность, ударную вязкость, трещиностойкость, коррозионную стойкость, работоспособность и др.). Разработаны, освоены и запатентованы [16–18] трубные стали нового поколения (13ХФА, 13ХФЧА, 08ХМФА, 08ХМФБЧА, 15Х5МФБЧ), обладающие повышенной прочностью и коррозионной стойкостью в нефтепромысловых средах с высоким содержанием CO_2 [19] и в высокоагрессивных нефтепромысловых средах (с высоким содержанием H_2S , CO_2 и бактериальной зараженностью) [20]. Это обеспечило высокую конкурентную способность на мировом рынке труб нефтяного сортамента, производимых в нашей стране.

Знание состояния вопроса и участие авторов статьи в разработке большинства новых сталей позволяют сделать попытку обобщения и систематизации имеющихся

материалов по разработке и получению трубных сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости. По нашему мнению, представленный материал послужит основой для разработки трубных сталей последующего поколения.

Цель работы – разработка научных основ и алгоритма создания сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости в высокоагрессивных нефтепромысловых средах.

МЕТОДОЛОГИЯ И НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ И СОЗДАНИЯ СТАЛЕЙ

Методология представлена в виде ряда последовательных положений и мероприятий, используемых при разработке новых сталей и технологий производства труб. Определен необходимый перечень исследований, испытаний и требований к качеству продукции. Дано обоснование рациональности и целесообразности используемых подходов, методов и решений поставленных задач повышения прочности и коррозионной стойкости. В конце каждого мероприятия в качестве примера приводится описание состояния или решение затронутого вопроса для случая разработки сталей, стойких в нефтепромысловых средах. Упрощенная схема проводимых мероприятий и их последовательность (алгоритм) приведены на рис. 1.

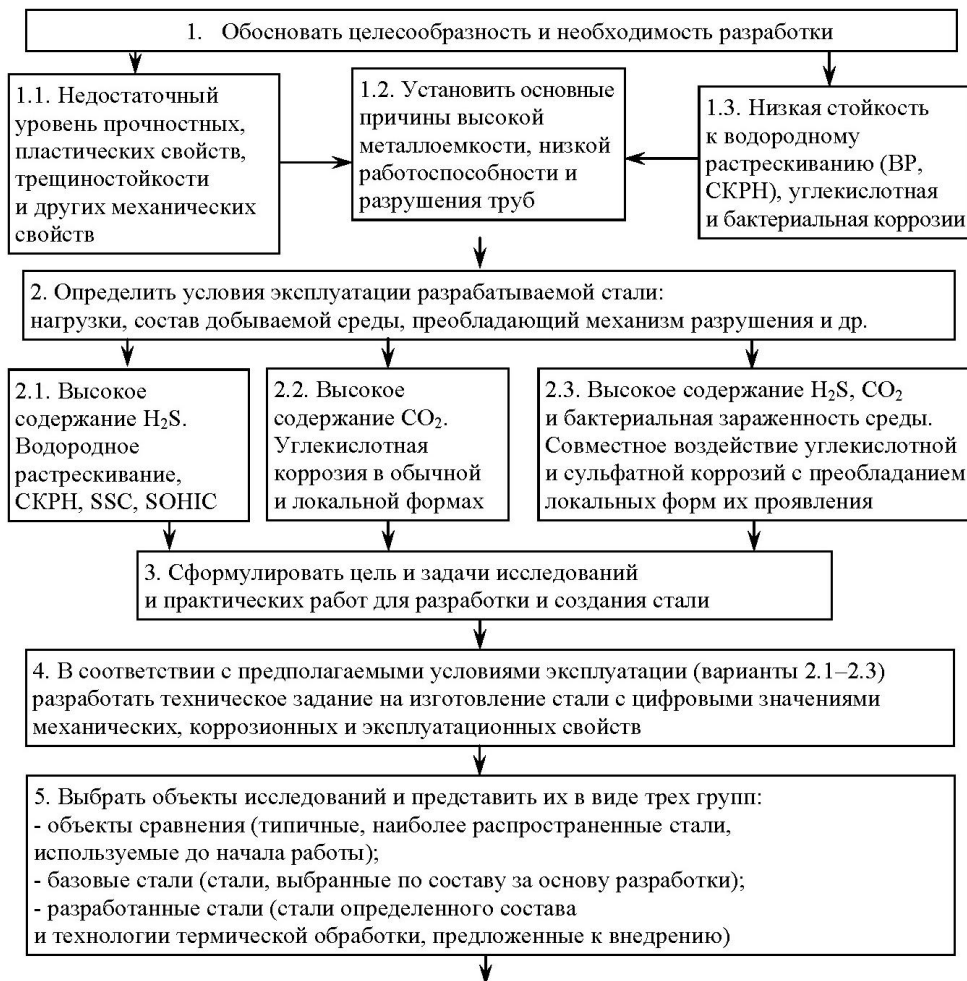


Рис. 1. Часть 1 Последовательность мероприятий (алгоритм) разработки и создания сталей для производства нефтепромысловых труб



Рис. 1. Часть 2 Последовательность мероприятий (алгоритм) разработки и создания сталей для производства нефтепромысловых труб

Проводимые мероприятия

1. Обосновать целесообразность разработки и установить основные причины разрушения оборудования и его высокой металлоемкости. Для труб нефтяного сортамента – это водородное растрескивание, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, углекислотная и бактериальная коррозии, а также недостаточный уровень прочностных, пластических свойств, хладостойкости и трещиностойкости.

2. Определить условия эксплуатации разрабатываемой стали: нагрузки, состав транспортируемой среды, преобладающий механизм разрушения и другие.

3. Сформулировать цель и задачи исследований и практических работ по разработке и созданию стали.

4. Разработать техническое задание с цифровыми значениями потребительских и эксплуатационных свойств. Для нашей работы это значение механических свойств на растяжение (σ_B , σ_T , δ), ударного изгиба (KCV^{50}), трещиностойкости, сопротивления водородному рас-

трескиванию (ВР) (CSR, CLR, CTR), сопротивления СКРН (σ_{th} , K_{ISSC}), сопротивления углекислотной коррозии (скорость общей и язвенной коррозии), сопротивления биологической коррозии, (показатели массы (количества) бактерий и их биологической активности), среднее время наработки на отказ (результаты промышленных испытаний).

5. Выбрать объекты исследований, которые целесообразно представить в виде трех групп:

- объекты сравнения (типичные, наиболее распространенные стали, используемые ранее до начала работы);
- базовые стали (стали, выбранные по химическому составу за основу для начала разработки);
- азработанные стали (стали определенного состава с подобранными режимами термической обработки, предложенные к внедрению).

6. В соответствии с задачами исследований выбрать необходимые методы исследований и испытаний. Обосновать необходимость и достаточность используемых

методов исследований. Оценить уровень имеющейся базы лабораторных и (промышленных) натурных испытаний, время проведения испытаний и соответствие показателей лабораторного моделирования и натурных испытаний.

Результаты лабораторных испытаний на стойкость сталей к углекислотной коррозии в значительной степени зависят от методики испытаний и не дают сопоставимых показателей интенсивности коррозионного разрушения, особенно в язвенной форме его проявления. Это требует значительного расширения объема промышленных испытаний. Рекомендуемая система методов исследований, лабораторных и промышленных испытаний приведена на рис. 2.

7. Установить требования к заготовке по содержанию вредных примесей и газов, а также ликвационных отклонений по составу и строению.

Необходимые высокие значения механических свойств и коррозионной стойкости труб можно обеспе-

чить при следующих требованиях по содержанию вредных примесей и газов: $S \leq 20 \text{ ppm}$, $P \leq 100 \text{ ppm}$, $H \leq 1,5 \text{ ppm}$, $N \leq 80 \text{ ppm}$. Необходимо также нормировать содержание олова, мышьяка и сурьмы и проводить периодический контроль ликвационной неоднородности состава заготовки. Наиболее полную информацию о свойствах ликвационной области и характере разрушения дает внецентренный отрыв с расположением излома в центральной зоне заготовки.

8. Определить состав модификатора и метод модифицирования.

Обработка стали силикокалием и редкоземельными металлами наиболее эффективно способствует глобулизации сульфидных неметаллических включений, повышению сопротивления разрушению и стойкости к коррозии, а также обеспечивает глубокую очистку от серы и кислорода, уменьшает степень загрязненности неметаллическими включениями и приводит к формированию сложных по составу, мелких сферических

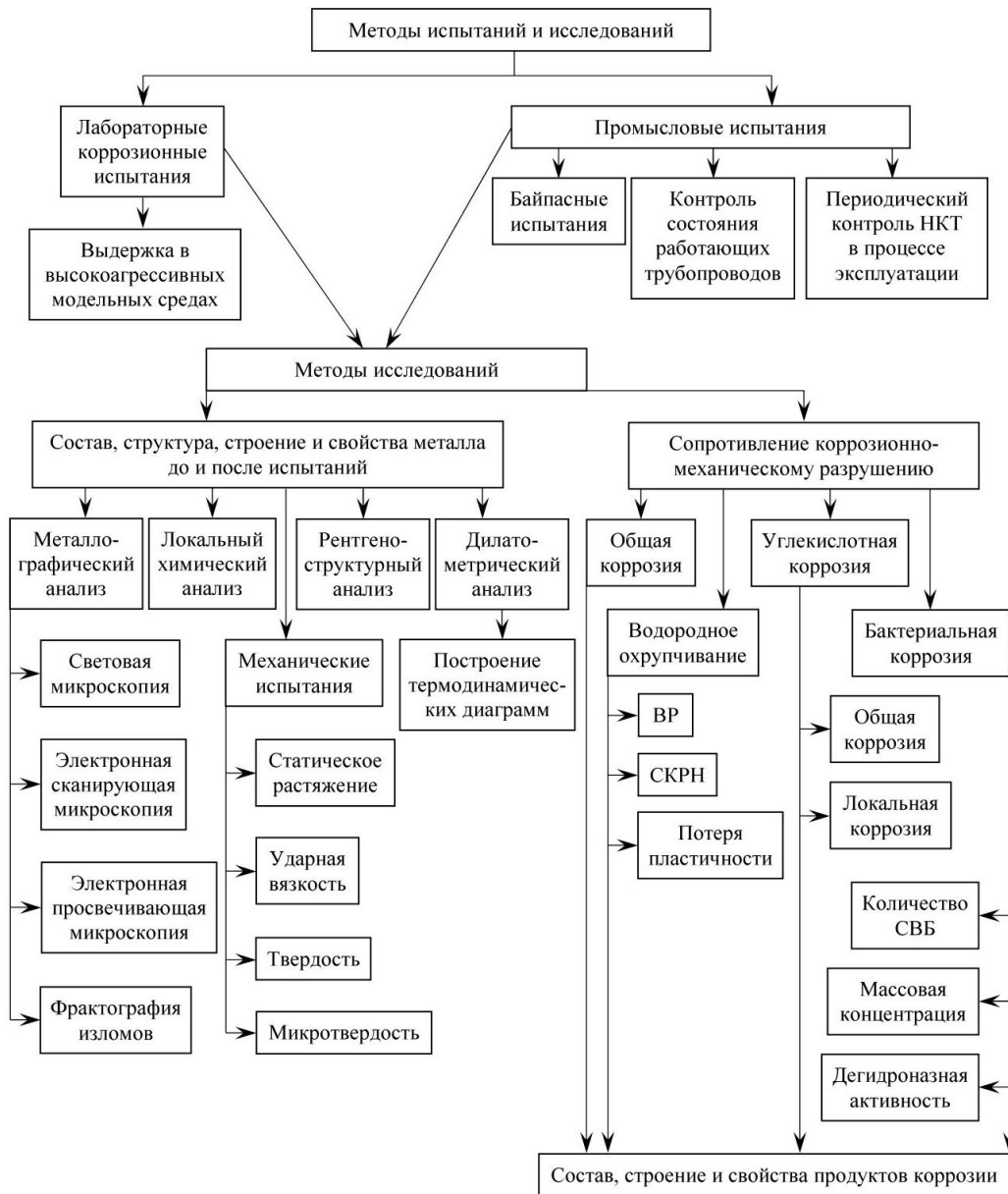


Рис. 2. Методы испытаний и исследований

включений, что существенно повышает стойкость сталей к ВР и СКРН. Наличие в стали церия и лантана оказывает значительное бактерицидное воздействие.

9. Подобрать химический состав и выбрать базовую сталь, обеспечивающую необходимую коррозионную стойкость в нефтепромысловых средах определенного уровня агрессивности.

Сталь разрабатывается для определенных условий эксплуатации с целью повышения стойкости к преобладающему виду разрушения. Для трубных сталей нефтяного сортамента это содержание агрессивных компонентов в добываемых средах и преобладающий вид разрушения:

- высокое содержание H_2S и среднее содержание CO_2 (водородное растрескивание, СКРН);

- высокое содержание CO_2 и среднее содержание H_2S , возможно присутствие хлоридов (общая и локальная углекислотная коррозия, локальная углекислотная коррозия в присутствии хлоридов);

- высокое содержание H_2S , CO_2 и бактериальная зараженность среды (комплексное воздействие углекислотной и сульфатной коррозий в локальной форме проявления).

Под термином «высокое содержание» подразумевается концентрация агрессивного компонента среды, вызывающая при данных условиях значительное проявление определенного вида коррозионного разрушения.

Каждое из приведенных условий эксплуатации рассматривается отдельно, так как они отличаются механизмами и кинетикой происходящих процессов разрушения и, соответственно, подходами и способами решения проблемы.

Стали повышенной прочности и коррозионной стойкости в H_2S -содержащих средах

Интенсивность зарождения и развития водородного растрескивания определяется количеством, геометрией и составом неметаллических включений, а также равномерностью распределения скоплений водорода в стали (количество и емкость «ловушек» водорода). Наиболее неблагоприятны вытянутые сульфиды MnS .

Разработка сталей повышенной стойкости в H_2S -содержащих средах сводится к следующим мероприятиям:

- уменьшить содержание $S \leq 0,002\%$, $Mn \leq 0,6\%$ и O_2 , что снижает содержание оксидов и сульфидов, $P \leq 0,01\%$ уменьшает развитие хрупкости;

- провести совместное модифицирование $Ca+PЗМ$, что обеспечивает получение мелких, недеформируемых неметаллических включений округлой формы (пункт 6);

- провести легирование Cr и Mo и микролегирование V и Nb . Специальные карбиды Cr и Mo , как и высокодисперсные карбонитриды V и Nb , приводят к упрочнению стали, а также, наряду с неметаллическими включениями, являются дополнительными «ловушками» водорода, значительно снижающими интенсивность развития водородного охрупчивания.

Стали повышенной прочности и коррозионной стойкости в CO_2 -содержащих средах

Интенсивность углекислотной коррозии определяется защитными свойствами образующихся продуктов коррозии, которые зависят от состава и структуры корродирующей стали. Следовательно, разработка сталей,

самопассивирующихся в процессе эксплуатации в CO_2 -содержащих средах, является основным направлением противодействия углекислотной коррозии. Его реализация сводится к следующим мероприятиям:

- установить связи и зависимости состава, строения и свойств продуктов коррозии от состава и структуры стали (концентрация Cr и Mo в продуктах коррозии в 5–12 раз превышает их содержание в стали; карбидная составляющая стали сохраняется в продуктах коррозии);

- оценить влияние хрома и других легирующих элементов на коррозионную стойкость сталей в CO_2 -содержащих средах (1 % Cr в 1,5–2 раза снижает интенсивность коррозии, а 5 % Cr – приблизительно на порядок);

- определить рациональный состав по легирующим элементам и выбрать базовую по составу сталь для разработки новых сталей, стойких в CO_2 -содержащих средах;

- определить структурное состояние и режимы термической обработки базовой стали, обеспечивающие сочетание высоких механических свойств с высокой коррозионной стойкостью в CO_2 - и H_2S -содержащих средах (структурное состояние – отпущенный нижний речный бейнит; режимы обработки – нормализация и последующий отпуск).

Стали повышенной прочности и коррозионной стойкости в средах с высоким содержанием H_2S , CO_2 и бактериальной зараженностью

В настоящее время не существует надежных представлений о взаимодействии нескольких происходящих процессов коррозионного разрушения. Разработка сталей для работы в этих наиболее сложных условиях эксплуатации фактически суммирует приведенные выше мероприятия по созданию сталей, стойких в средах с высоким содержанием H_2S и в средах с высоким содержанием CO_2 .

10. Доработать базовую сталь по составу легирования и микролегирования. Провести весь комплекс механических и лабораторных коррозионных испытаний, позволяющий перейти от базовой к разработанной стали.

11. Для разработанной стали построить диаграммы термокинетического распада переохлажденного аустенита.

Диаграмма дает представления о температурных интервалах и кинетике фазовых превращений, позволяет обоснованно подбирать режимы термической и термомеханической обработок.

12. Подобрать структурное состояние разрабатываемой стали, обеспечивающее сочетание высоких механических и коррозионных свойств, и, соответственно, режим термической обработки, формирующий это состояние.

Высокие характеристики трубных сталей по прочности, пластичности, трещиностойкости, хладостойкости не могут быть получены на основе феррито-перлитных структур, которые имеют ограничения по совместимости свойств (прочность – пластичность), а также по пределу текучести (≤ 500 МПа). Необходимо переходить от феррито-перлитных структур к более дисперсным структурам, обеспечивающим сочетание высоких прочностных свойств с высоким сопротивлением хрупкому разрушению. Такими структурами являются бейнит, отпущенный мартенсит и отпущенный бейнит. Бейнитные

структуры по сравнению со структурами отпущенного мартенита обладают более высоким сопротивлением хрупкому разрушению и могут быть получены при охлаждении с прокатного нагрева, т. е. без дополнительной термической обработки и соответствующих затрат.

Для получения бейнитных структур в широком интервале скоростей охлаждения необходимо низкое содержание углерода и дополнительное легирование, что смещает вправо С-образные кривые диаграммы термодинамического распада аустенита и обеспечивает бейнитную закалку при охлаждении на воздухе или в воде. Содержание углерода ($C \leq 0,1\%$) и необходимое легирование практически совпадают по составу с легированием, используемым для получения высоких коррозионных свойств труб в нефтепромысловых средах.

Выбор структурного состояния, обеспечивающего сочетание высоких механических и коррозионных свойств, целесообразно производить на основе термообработки бейнитных структур. Для успешно работающих сталей:

– стали 08ХМФБЧА: структурное состояние – избыточный феррит по границам бывшего аустенитного зерна и разнонаправленные колонии вырожденного реечного бейнита; режимы термообработки – охлаждение в воду (закалка на бейнит) и последующий отпуск;

– стали 15Х5МФБЧ: структурное состояние – нижний отпущенный реечный бейнит; режим термообработки – нормализация и последующий отпуск.

13. Оценить возможность и целесообразность использования термомеханической обработки (ТМО), т. е. получить необходимые структуры и свойства на стадии формообразования изделий. Использование ТМО, как правило, обеспечивает более высокие механические свойства, позволяет исключить или упростить последующую термообработку, используемую для формирования свойств изделий, и, соответственно, снизить затраты производства.

По нашему мнению, совмещение формообразования и формирования окончательных свойств является перспективным направлением повышения эксплуатационных свойств труб и совершенствования технологии трубного производства. Однако повышение прочностных свойств при термомеханической обработке часто сопровождается снижением коррозионных свойств, и требуется более тщательная обработка используемых технологий.

14. Разработать технические условия на изготовление труб и получить опытную партию труб.

15. В заводских условиях отработать режимы термической обработки и изготовить опытную партию труб.

16. Провести промышленные испытания труб из разработанных сталей: для нефтегазопроводных труб – выполнить ряд промышленных трубопроводов и периодически проводить мониторинг их состояния; для НКТ – составить лифтовые колонны и эксплуатировать в скважинах с повышенной агрессивностью добываемых сред.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

1. Представлены научные основы разработки и создания сталей для производства труб, работающих в нефтепромысловых средах высокой агрессивности, включающие: систему подбора методов испытаний и исследований; рекомендации по дополнительному

легированию, микролегированию и модифицированию; требования по загрязненности, форме и распределению неметаллических включений; выбор структурного состояния стали, обеспечивающего сочетание высоких прочностных и коррозионных свойств; перечень значимых потребительских свойств (не менее 15 параметров), определяющих качество труб.

2. На основе приведенных принципов и научных основ разработаны, созданы и освоены стали нового поколения (13ХФА, 13ХФЧА, 08ХМФА, 08ХМФБЧА, 15Х5МФБЧ) для производства нефтегазопроводных и насосно-компрессорных труб повышенной прочности и коррозионной стойкости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Завьялов В.В. Проблемы эксплуатационной надёжности трубопроводов на поздней стадии разработки месторождений. М.: ВНИИО-ЭНГ, 2005. 322 с.
2. Князькин С.А. Выбор состава и структуры стали для изготовления насосно-компрессорных труб с повышенными эксплуатационными характеристиками: дис. ... канд. техн. наук. Пенза, 2013. 165 с.
3. Иоффе А.В., Тетюева Т.В., Выбойщик М.А., Князькин С.А., Зырянов А.О. Коррозионно-механическое разрушение насосно-компрессорных труб из углеродистых и легированных сталей при эксплуатации в средах, содержащих сероводород // *Металловедение и термическая обработка металлов*. 2012. № 10. С. 4–9.
4. Nagumo M. Fundamentals of hydrogen embrittlement. Singapore: Springer Nature, 2016. 241 p.
5. Lynch S.P. Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms // *Corrosion Reviews*. 2012. Vol. 30. № 3-4. P. 105–123.
6. Robertson I.M., Sofronis P., Nagao A., Martin M.L., Wang S., Gross D.W., Nygren K.E. Hydrogen embrittlement understood // *Metallurgical and Materials Transactions A: Physical Metallurgy and Materials Science*. 2015. Vol. 46. № 6. P. 2323–2341.
7. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 188 с.
8. Sun J., Sun C., Wang Y. Effect of Cr content on the electrochemical behavior of low-chromium X65 steel in CO₂ environment // *International Journal of Electrochemical Science*. 2016. Vol. 11. № 10. P. 8599–8611.
9. Ko M., Ingham B., Laycock N., Williams D.E. In situ synchrotron X-ray diffraction study of the effect of chromium additions to the steel and solution on CO₂ corrosion of pipeline steels // *Corrosion Science*. 2014. Vol. 80. P. 237–246.
10. Sun J., Sun C., Lin X., Cheng X. Effect of chromium on corrosion behavior of P₁₁₀ steels in CO₂-H₂S environment with high pressure and high temperature // *Materials*. 2016. Vol. 9. № 3. P. 200.
11. Li D.-P., Zhang L., Yandg J.-W., Lu M.-X., Ding J.-H., Liu M.-L. Effect of H₂S concentration on the corrosion behavior of pipeline steel under the coexistence of H₂S and CO₂ // *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials*. 2014. Vol. 21. № 4. P. 388–394.
12. Choi Y.S., Nescic S., Ling S. Effect of H₂S on the CO₂ corrosion of carbon steel in acidic solution // *Electrochimica Acta*. 2011. Vol. 56. № 4. P. 1752–1760.

13. Эфрон Л.Н. *Металловедение в «большой» металлургии. Трубные стали.* М.: Металлургиздат, 2012. 696 с.
14. Штремель М.А. *Инженер в лаборатории.* М.: Металлургия, 1983. 128 с.
15. Горелик С.С., Добаткин С.В., Капуткина Л.М. *Рекристаллизация металлов и сплавов.* М.: МИСИС, 2005. 432 с.
16. Степанов А.А., Ламухин А.М., Иоффе А.В. Низколегированная сталь: патент РФ № 2283362; заяв. № 2004136056/02 от 09.12.2004; опубл. 10.09.2006.
17. Иоффе А.В., Немтинов А.А., Денисова Т.В. Сталь: патент РФ № 2361958; заяв. № 2007134119/02 от 12.09.2007; опубл. 20.07.2009.
18. Иоффе А.В., Тetyueva Т.В., Денисова Т.В. Коррозионностойкая сталь для насосно-компрессорных и обсадных труб: патент РФ № 2371508; заяв. № 2008122659/02 от 04.06.2008; опубл. 27.10.2009.
19. Выбойщик М.А., Иоффе А.В. Разработка стали, стойкой к углекислотной коррозии в нефтедобываемых средах // *Перспективные материалы.* Т. VI. Тольятти: ТГУ, 2017. С. 115–160.
20. Tetyueva T.V., Ioffe A.V., Vyboishchik M.A., Knyaz'kin S.A., Trifonova E.A., Zyryanov A.O. Effect of inoculation, microalloying and heat treatment on corrosion resistance and mechanical properties of steel 15Kh5M // *Metal Science and Heat Treatment.* 2013. Vol. 54. № 9-10. P. 504–511.
21. *Transactions A: Physical Metallurgy and Materials Science,* 2015, vol. 46, no. 6, pp. 2323–2341.
7. Markin A.N., Nizamov R.E. *CO₂-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya* [CO₂-corrosion of oilfield equipment]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2003. 188 p.
8. Sun J., Sun C., Wang Y. Effect of Cr content on the electrochemical behavior of low-chromium X65 steel in CO₂ environment. *International Journal of Electrochemical Science,* 2016, vol. 11, no. 10, pp. 8599–8611.
9. Ko M., Ingham B., Laycock N., Williams D.E. In situ synchrotron X-ray diffraction study of the effect of chromium additions to the steel and solution on CO₂ corrosion of pipeline steels. *Corrosion Science,* 2014, vol. 80, pp. 237–246.
10. Sun J., Sun C., Lin X., Cheng X. Effect of chromium on corrosion behavior of P₁₁₀ steels in CO₂-H₂S environment with high pressure and high temperature. *Materials,* 2016, vol. 9, no. 3, p. 200.
11. Li D.-P., Zhang L., Yandg J.-W., Lu M.-X., Ding J.-H., Liu M.-L. Effect of H₂S concentration on the corrosion behavior of pipeline steel under the coexistence of H₂S and CO₂. *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials,* 2014, vol. 21, no. 4, pp. 388–394.
12. Choi Y.S., Nestic S., Ling S. Effect of H₂S on the CO₂ corrosion of carbon steel in acidic solution. *Electrochimica Acta,* 2011, vol. 56, no. 4, pp. 1752–1760.
13. Efron L.N. *Metallovedenie v “bolshoy” metallurgii. Trubnye stali* [Metal science in “big” metallurgy. Pipe steels]. Moscow, Metallurgizdat Publ., 2012. 696 p.
14. Shtremel M.A. *Inzhener v laboratorii* [Engineer in the laboratory]. Moscow, Metallurgiya Publ., 1983. 128 p.
15. Gorelik S.S., Dobatkin S.V., Kaputkina L.M. *Rekristallizatsiya metallov i spлавov* [Recrystallization of metals and alloys]. Moscow, MISIS Publ., 2005. 432 p.
16. Stepanov A.A., Lamukhin A.M., Ioffe A.V. *Nizkolegированная stal'* [Low alloy steel]. Patent RF no. 2283362, 2004. (In Russian).
17. Ioffe A.V., Nemtinov A.A., Denisova T.V. *Stal'* [Steel]. Patent RF no. 2361958, 2007. (In Russian).
18. Ioffe A.V., Tetyueva T.V., Denisova T.V. *Korroziynostoykaya stal' dlya nasosno-kompressornykh i obsadnykh trub* [Corrosion-resistant steel for tubing and casing pipes]. Patent RF no. 2371508, 2008. (In Russian).
19. Vyboishchik M.A., Ioffe A.V. The development of steel resistant to carbon dioxide corrosion in oil-producing fluids. *Perspektivnye materialy.* Togliatti, TGU Publ., 2017. Vol. VI, pp. 115–160.
20. Tetyueva T.V., Ioffe A.V., Vyboishchik M.A., Knyaz'kin S.A., Trifonova E.A., Zyryanov A.O. Effect of inoculation, microalloying and heat treatment on corrosion resistance and mechanical properties of steel 15Kh5M. *Metal Science and Heat Treatment,* 2013, vol. 54, no. 9-10, pp. 504–511.

REFERENCES

1. Zavyalov V.V. *Problemy ekspluatatsionnoy nadezhnosti truboprovodov na pozdney stadia razrabotki mestorozhdeniy* [The problems of functional reliability of pipelines at the late stage of oil fields development]. Moscow, VNIIO-ENG Publ., 2005. 322 p.
2. Knyazkin S.A. *Vybor sostava i struktury stali dlya izgotovleniya nasosno-kompressornykh trub s povyshennymi ekspluatatsionnymi kharakteristikami.* Diss. kand. tekhn. nauk. [The selection of composition and structure of steel for production of oil-well pipes with the improved functional characteristics]. Penza, 2013. 165 p.
3. Ioffe A.V., Tetyueva T.V., Knyaz'kin S.A., Zyryanov A.O., Vyboishchik M.A. Corrosion-mechanical fracture of tubing from carbon and alloy steels operating in environments containing hydrogen sulfide. *Metal science and heat treatment,* 2013, vol. 54, no. 9-10, pp. 492–497.
4. Nagumo M. *Fundamentals of hydrogen embrittlement.* Singapore, SpringerNature, 2016. 241 p.
5. Lynch S.P. Hydrogen embrittlement phenomena and mechanisms. *Corrosion Reviews,* 2012, vol. 30, no. 3-4, pp. 105–123.
6. Robertson I.M., Sofronis P., Nagao A., Martin M.L., Wang S., Gross D.W., Nygren K.E. Hydrogen embrittlement understood. *Metallurgical and Materials*

**SCIENTIFIC BASIS OF DEVELOPMENT AND THE METHODOLOGY
OF CREATION OF STEELS FOR THE PRODUCTION OF OILFIELD CASING AND TUBULAR GOODS
WITH THE INCREASED STRENGTH AND CORROSION RESISTANCE**

© 2018

M.A. Vyboishchik, Doctor of Science (Physics and Mathematics), Professor,
professor of Chair “Nanotechnologies, Materials Science and Mechanics”
Togliatti State University, Togliatti (Russia)

A.V. Ioffe, PhD (Engineering), Head of Department of Materials Science
LLC “IT-Service”, Togliatti (Russia)

Keywords: oil-field environment; oil-and-gas pipeline tubes; oil-well tubing; base steel; corrosion resistance; strength; plasticity; crack resistance; hydrogen cracking; carbon dioxide corrosion; structural condition; heat treatment; thermomechanical treatment.

Abstract: The authors carried out the survey of the crashworthiness of the oil-field and transportation equipment and noted the significant (by times, and sometimes dozens of times) exceeding of the allowable reliability index of the pipeline systems according to the values of the specific failure rate (item/km/year). It is shown that the main reason for pipe degradation and fracture is the internal corrosion which, depending on the composition of produced fluids, is manifested by one predominant type or the combination of several types of stress-corrosion fracture: hydrogen cracking, sulfide stress corrosion cracking, carbon dioxide, sulfide, and bacterial corrosion. Based on the generalization and systematization of the results of numerous research and applied works on the development and utilization of new pipe steels with the increased strength and corrosion resistance, the main scientific ideas of the formation of steel corrosion resistance in the highly aggressive oil-field fluids are proposed. The authors developed the methodology and offered the sequence of measures (algorithm) to solve set problems on the development of steels for production of oil pipes with higher mechanical properties and the resistance to stress-corrosion fracture. A list of necessary research, tests, and requirements to the product quality is defined. The authors proved the rationality of used approaches, methods, and decisions on the alloying, microalloying, modifying, and selection of the structural condition of the developed steels and on the technology of pipe production. The paper presents the examples of the development of new steels with the increased strength and corrosion resistance and, consequently, for the efficient solution of issues of the improvement of the performance characteristics of oil-and-gas pipeline and oil-well tubes.