

## ОПЫТНЫЕ ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

© 2018

*М.А. Выбойщик*, доктор физико-математических наук,  
профессор кафедры «Нанотехнологии, материаловедение и механика»  
*Тольяттинский государственный университет, Тольятти (Россия)*  
*С.А. Князькин*, кандидат технических наук,  
начальник отдела промышленных испытаний  
*ООО «ИТ-Сервис», Самара (Россия)*

**Ключевые слова:** нефтепромысловая среда; нефтегазопроводные трубы; насосно-компрессорные трубы; байпас; лифтовая колонна; механические свойства; коррозионная стойкость; водородное растрескивание; углекислотная коррозия; продукты коррозии.

**Аннотация:** Исчерпание существующих и введение новых месторождений приводит к постоянному увеличению коррозионной агрессивности добываемых сред, что повышает интенсивность разрушения нефтепромыслового оборудования. Для обеспечения достаточной работоспособности оборудования необходимы разработка и освоение новых сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости. Требуется увеличение объема и разработки новых методик промышленных испытаний труб, только на основе таких испытаний можно получить надежные представления о механизмах и кинетике происходящих процессов коррозионно-механического разрушения и оценить работоспособность трубопроводных систем в реальных условиях эксплуатации определенного месторождения.

Приведены разработанные методики трех основных видов опытных промышленных испытаний: байпасные линии, периодический контроль лифтовых колонн и периодический контроль действующих трубопроводов. Характерной особенностью предложенных испытаний является системное проведение сравнительного анализа текущего состояния с состояниями до эксплуатации и предшествующих этапов испытаний. Для этого промышленные испытания сопровождаются обязательными дополнительными исследованиями, которые по функциональному назначению объединены в две группы. Первая группа характеризует исходное состояние металла и изменение его свойств после испытаний (химический и фазовый состав, структурное состояние металла, механические свойства, коррозионная стойкость). Вторая группа характеризует вызванные испытаниями коррозионные повреждения внутренней поверхности трубы (состояние внутренней поверхности; выявление преобладающего вида коррозионного разрушения; оценка скорости общей и локальной коррозии; фазовый, химический состав и морфология продуктов коррозии; микробиологические исследования).

Предложенные методики испытания позволяют получить наиболее полную информацию о работоспособности и кинетике развития разрушения труб в определенных условиях эксплуатации. В качестве примера приведены результаты сравнительных промышленных испытаний лифтовых колонн НКТ из новой стали 15Х5МФБЧ и из традиционных сталей 35Г2С и 35Г2Ф при эксплуатации на пяти месторождениях с разным составом добываемых сред.

### ВВЕДЕНИЕ

Постоянное повышение агрессивности добываемых сред и использование методов интенсивной добычи (закачка углекислого газа, термическая стимуляция паром и др.) ускоряют и локализуют процессы коррозионного разрушения, что значительно повышает удельную частоту отказов нефтепромыслового оборудования, которая, по данным добывающих компаний [1], в разы и десятки раз превышает допустимые показатели для трубопроводных систем. Не менее удручающее положение и с нефтедобывающим оборудованием. Для многих скважин срок эксплуатации насосно-компрессорных труб составляет 3–6 месяцев, происходят катастрофические разрушения и обрыв лифтовых колонн [2; 3].

Повышение работоспособности оборудования обычно достигается использованием материалов более высокой прочности и коррозионной стойкости в агрессивных нефтепромысловых средах. Разработка и создание таких материалов основывается на наличии представлений о кинетике происходящих процессов коррозионно-механического разрушения. Требуется большое количество лабораторных и промышленных исследований и испытаний. Вопрос осложняется тем, что результаты лабо-

раторных испытаний на стойкость к углекислотной коррозии в значительной степени зависят от особенностей используемых методик [4; 5] и не всегда дают значения, сопоставимые с другими лабораторными [6–8] и натурными испытаниями. Отсутствуют методики лабораторных испытаний сталей на стойкость в средах, насыщенных  $H_2S$  и  $CO_2$ , и установившиеся представления о совместном воздействии водородного растрескивания и углекислотной коррозии [9–11]. Это обуславливает необходимость разработки методик и расширения базы промышленных испытаний, на результатах которых целесообразно базировать основные представления и принимаемые решения. На основе результатов многочисленных промышленных испытаний удалось разработать, внедрить [12–14] и запатентовать [15–17] новые перспективные стали (13ХФА, 08ХМФБЧА и 15Х5МФБЧ) для изготовления насосно-компрессорных и нефтегазопроводных труб повышенной прочности и коррозионной стойкости.

Цель работы – повышение эффективности испытаний по оценке работоспособности нефтепромысловых труб и достоверности получаемых результатов по механизму и кинетике развития разрушения металла в процессе эксплуатации.

### ПРОВЕДЕНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

Представлены три основных вида опытных промышленных испытаний (ОПИ) нефтегазопроводных труб (НГПТ) и насосно-компрессорных труб (НКТ): байпасные испытания НГПТ, периодический контроль состояния НКТ в процессе эксплуатации лифтовых колонн, контроль состояния действующих трубопроводов.

Опытные промышленные испытания, как правило, проводятся на месторождениях с высокой агрессивностью добываемых сред (содержащих  $H_2S$ ,  $CO_2$  и бактериальную зараженность) и используются для решения следующих задач:

- сравнительный анализ коррозионной стойкости труб, используемых в настоящее время, и труб из новых сталей;
- оценка срока безаварийной эксплуатации труб;
- выдача рекомендаций практического использования труб из новых марок сталей.

Промысловые испытания сопровождали обязательными дополнительными исследованиями, которые по функциональному назначению целесообразно объединить в две группы. Первая группа характеризует исходное состояние металла и изменение его свойств после испытаний и включает в себя следующие исследования:

- химический, фазовый состав и структурное состояние металла в исходном состоянии;
- механические свойства на растяжение и значения ударной вязкости;
- коррозионные характеристики (NACE TM 0284 и 0177, метод D) до и после испытаний;

– анализ изменения механических свойств, ударной вязкости и коррозионной стойкости металла, обусловленные испытаниями.

Вторая группа характеризует вызванные испытаниями коррозионные повреждения внутренней поверхности трубы и включает следующие исследования:

- анализ состояния внутренней поверхности трубы, выявление преобладающего вида коррозионного разрушения, оценка скорости общей и локальной коррозии;
- исследование фазового, химического составов и морфологии продуктов коррозии;
- микробиологические исследования.

Последовательность проведения и перечень обязательных исследований, сопровождающих ОПИ, показаны на рис. 1 на примере проведения байпасных испытаний.

#### Байпасные испытания

Байпасные испытания максимально приближены к реальным условиям эксплуатации определенного трубопровода. Испытательный полигон (стенд) состоит из действующего трубопровода, параллельно которому монтируется байпасная линия, составленная из последовательно расположенных исследуемых труб (катушек). В зависимости от конструкции стенда, действующий трубопровод и байпасная линия располагаются в горизонтальной или вертикальной плоскости. Типичный вид испытательного стенда (горизонтальное расположение линий) показан на рис. 2.

В зависимости от задачи испытаний в состав байпасной линии включали катушки из разных марок сталей или из одной стали, но в различном структурном состоянии.

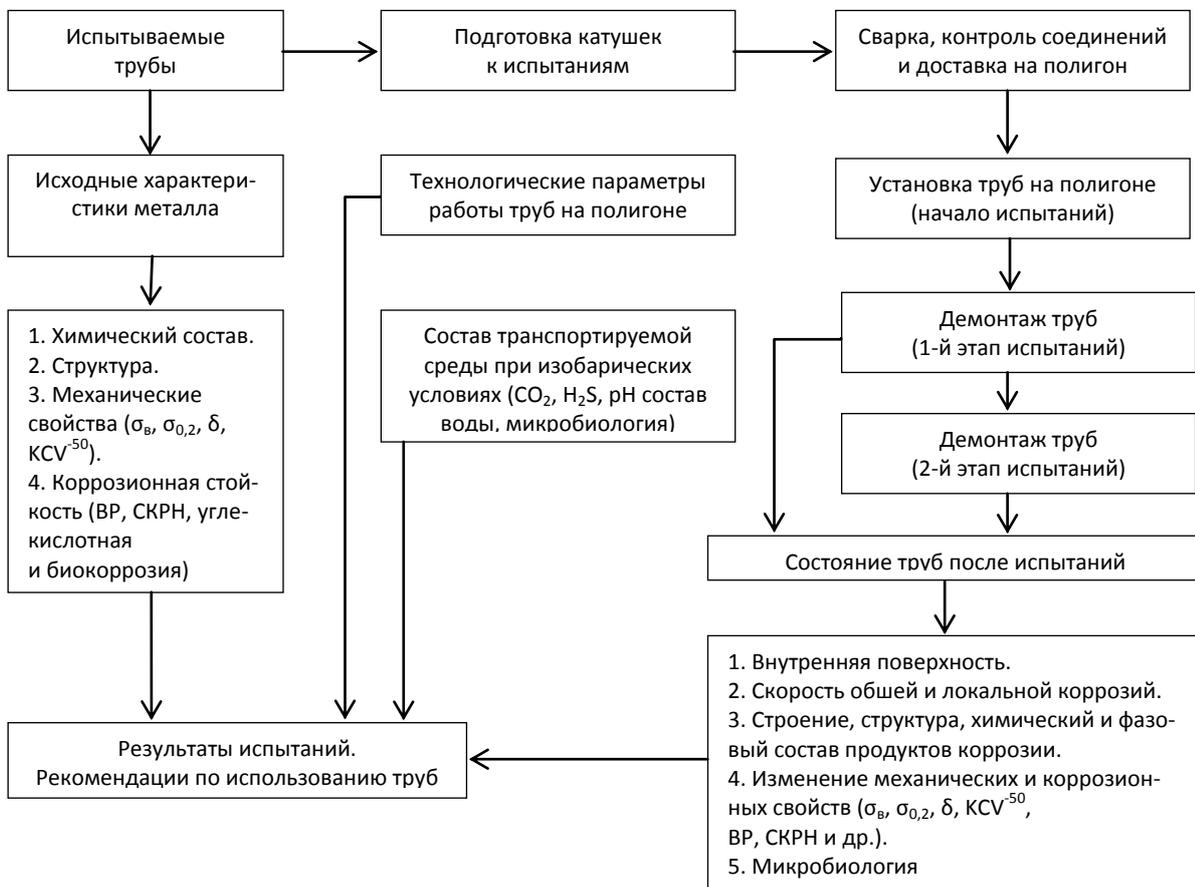


Рис. 1. Схема проведения промышленных испытаний труб (байпасные испытания)



*Рис. 2. Байпасные испытания образцов труб (катушек) в составе напорного нефтепровода организации ООО «РН-Юганскнефтегаз»*

Нами разработана специальная методика [18] проведения байпасных испытаний, содержащая последовательность проводимых работ, а также перечень необходимых дополнительных исследований из этой методики (рис. 1). Основными преимуществами байпасных испытаний труб являются соответствие параметров испытаний реальным условиям эксплуатации определенного трубопровода и возможность периодической смены образцов труб (катушек) без остановки трубопроводов. Однако из-за ограниченной протяженности объектов исследований (катушек) влияние структурной неоднородности и локальных дефектов труб не всегда проявляется.

Байпасные испытания были проведены на территории Коми, Поволжья, Западной Сибири и Ставропольского края в организациях ООО «РН-Юганскнефтегаз» (месторождения Мамонтовское, Приразломное и Правдинское); ООО «РН-Ставропольнефтегаз» (месторождение Озек-Суатское); ООО «Лукойл-Коми» (месторождение Усинское); ООО «Газпромнефть-Хантос»; ТПП «Лукойл-Усинскнефтегаз» (месторождение Вознесенское). Выбирали месторождения с наиболее агрессивной добываемой средой и промышленные трубопроводы, наиболее подверженные коррозионному разрушению (нефтеоборачивные коллекторы, выкидные линии).

#### **Периодический контроль состояния НКТ в процессе эксплуатации**

Разработана специальная методика, которая предусматривает использование действующих скважин для проведения периодического мониторинга состояния НКТ в реальных условиях эксплуатации [2; 19; 20]. От-

бор образцов НКТ производится в трех местах по высоте эксплуатируемой подвески (верх – устье, середина, низ – забой) и осуществляется в процессе текущих или капитальных ремонтов скважины, выбранной для проведения промышленных испытаний.

Перед проведением испытаний проводится выбор, оценка и описание условий испытаний, которая включает следующие позиции:

- физико-химические характеристики попутно добываемой воды pH, ионного состава ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Na}^{+}+\text{K}^{+}$ ,  $\text{Cl}^{-}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^{-}$ ), общей минерализации, содержания агрессивных компонентов –  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ;

- состав газовой фазы, на наличие коррозионно-агрессивных компонентов –  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ;

- биозараженность планктонными и прикрепленными формами коррозионно-опасных микроорганизмов;

- технологические параметры работы скважины (давление, температура, обводненность, газовый фактор, глубина спуска лифтовой колонны, глубина динамического уровня, количество добываемой жидкости, давление насыщения, количество взвешенных частиц и пр.) и геологии рабочих пластов;

- история эксплуатации лифтовых подвесок: состояние на момент спуска (новые, ремонтные), количество спускоподъемных операций, средний межремонтный период, средний общий срок наработки подвесок до их замены, причины ремонтов и замены подвесок, состояние глубинно-насосного оборудования, наличие (отсутствие) фактов сквозной коррозии лифтовой колонны;

- наличие (отсутствие) асфальтно-смоло-парафиновых отложений и применяемых методов интенсификации нефтеотдачи пластов;

- технологические факторы (растягивающие, изгибающие и вибрационные нагрузки);
- состояния НКТ текущей лифтовой подвески по глубине скважины.

Следующим этапом проведения испытаний является формирование базы сравнения, представляющей комплекс данных, характеризующих свойства, структуру и состояние НКТ подвески, перед ее спуском в скважину, выбранную для промышленных испытаний. При первичной эксплуатации НКТ в подвеске в комплекс исходных характеристик входят следующие данные:

- химический состав стали и неметаллических включений (проверка технологии модифицирования), металлографические параметры (степень загрязненности неметаллическими включениями, размер зерна, структурная полосчатость, оценка микроструктуры);
- механические свойства при одноосном растяжении, контроль твердости по окружности и длине трубы;
- ударная вязкость при отрицательных температурах (до  $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ );
- стойкость к водородному растрескиванию и образованию блистерингов в сероводородсодержащей среде по стандарту NACE TM 0284;
- стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением по стандарту NACE TM 0177, методы A, C, D.

Если подвеска уже эксплуатировалась ранее, то дополнительно в базу сравнения включаются следующие данные, полученные на образцах НКТ, отобранных из верхней, средней и нижней областей подвески:

- анализ поверхности исследуемых объектов, степени локальной коррозии и выявление характера коррозионных поражений;
- фазовый, химический состав и морфология продуктов коррозии;
- микробиологический анализ продуктов коррозии с поверхности НКТ.

#### Проведение испытаний

Скважина со спущенными испытываемыми трубами работает до ближайшей остановки на ремонт (обычно более 6 месяцев). В процессе ремонтных работ из эксплуатируемой подвески отбираются три трубы для последующих исследований: 1-я НКТ из интервала с первой по десятую трубу подвески, 2-я НКТ из средней части подвески и 3-я НКТ из интервала с первой по десятую трубу подвески, считая от глубинного насоса. Система отбора труб показана на схеме расположения лифтовой колонны в добывающей скважине (рис. 3).

Отбор НКТ проводится из ранее работавшей подвески, а также при каждом ремонтном цикле эксплуатации опытной подвески. Такой подход позволил контролировать состояние НКТ по мере увеличения срока их эксплуатации.

Каждая поступившая в лабораторию НКТ после промышленных испытаний проходит следующий комплекс исследований:

- анализ поверхности испытанных труб, определение характера и степени локализации коррозионных поражений;
- анализ фазового и химического состава продуктов коррозии;

- анализ строения, структуры и адгезионных свойств продуктов коррозии;
- микробиологический анализ продуктов коррозии;
- оценка изменения механических свойств при одноосном растяжении;
- оценка изменения уровня ударной вязкости при отрицательных температурах (до  $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ );
- анализ изменения коррозионных свойств по стойкости к образованию блистерингов в сероводородсодержащей среде по стандарту NACE TM 0284;
- анализ изменения коррозионных свойств по стойкости к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением по стандарту NACE TM 0177, методы A, C, D.

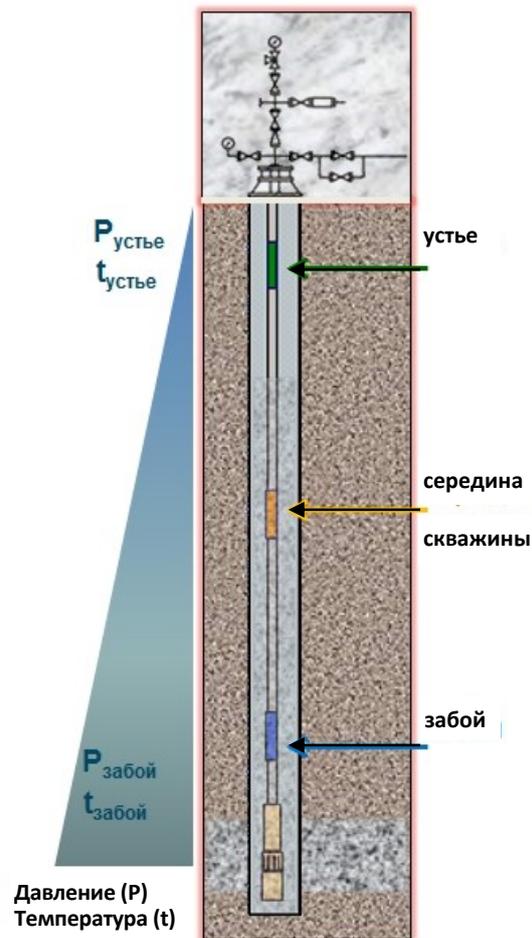


Рис. 3. Схематическое изображение добывающей скважины, лифтовой колонны и мест отбора НКТ для исследования

По описанной методике в скважинах месторождений Усинское и Возейское, Западно-Полуденное, Северное и Восточный Вах были проведены сравнительные ОПИ для оценки работоспособности лифтовых колонн, составленных из НКТ, изготовленных из традиционных сталей 35Г2С и 32Г2Ф, и НКТ из новой стали 15Х5МФБЧ. Результаты испытаний, показывающих возможности методики, приведены в таблице 1 [4].

Таблица 1. Состав среды и результаты промышленных испытаний

Месторождение/ № скважины	Обводненность, %	В воде		Cl <sup>-</sup> , г/л	Минерализация, г/л	Наработка НКТ* обычного исполнения	Наработка опытных НКТ	Изменение наработки относительно обычных НКТ	Ведущий механизм коррозии + отягчающие факторы
		CO <sub>2</sub> , мг/л	H <sub>2</sub> S, мг/л						
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»									
Усинское/4266	88	79,2	92,9	18,7	31,2	230	1100	4,8	Углекислотный + сульфиды, биокоррозия
Возейское/1177	95	202,4	4,8	34,6	59,5	395	827	2,1	Углекислотный + биокоррозия
ОАО «Томскнефть» ВНК									
Западно-Полуденное/427	–	160	0,0	12,9	22,0	122	1107	9,1	нет данных
Северное/254	–	980	0,3	9,9	16,5	98	1411	14,4	нет данных
Северное/506	–					101	790	7,8	Углекислотная язвенная коррозия
Восточный Вах/824	–	350	0,1	20,0	32,8	77	2083	27,1	Равномерная углекислотная коррозия
Восточный Вах/879	–	410	0,0	20,0	33,0	111	1687	15,2	

Примечание: \* – средняя наработка по трем последним подвескам.

### Контроль состояния действующих трубопроводов

Трубопровод с известной историей эксплуатации и развития разрушений, выполненный из труб традиционных марок сталей, заменяется на новый трубопровод, собранный из труб, изготовленных из разработанной стали.

При таких испытаниях отбор образцов для проведения полного комплекса лабораторных исследований возможен только в следующих случаях: плановый и ревизионный ремонт трубопровода; отказ (разрушение) системы; временная остановка работы и вывод трубопровода из эксплуатации. Именно отсутствие определенной периодичности сроков контроля является недостатком этого метода испытаний. Однако для оценки работоспособности трубопроводных систем, особенно для сравнения эксплуатационных параметров старых и новых систем, такие испытания являются наиболее наглядными и надежными.

### ВЫВОДЫ

1. Результаты лабораторных испытаний на стойкость к углекислотной коррозии во многом зависят от используемых методик, и значения, полученные разными лабораториями и промышленными испытаниями, значительно отличаются.

2. Представлены разработанные методики трех видов опытных промышленных испытаний нефтегазопроводных и насосно-компрессорных труб: байпасные испытания, периодический контроль труб в составе лифтовых колонн, контроль состояния действующих трубопроводов.

3. Опытные промышленные испытания, проведенные по разработанным методикам, позволяют получить полную информацию о работоспособности труб и механизмах и кинетике развития разрушения металла

в процессе эксплуатации в условиях определенного месторождения нефти.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Программа повышения надёжности ОАО «НК Роснефть»: материалы по реализации 2012 // Российский союз промышленников и предпринимателей. URL: рспп.рф/.
2. Иоффе А.В., Тетюева Т.В., Выбойщик М.А., Князькин С.А., Зырянов А.О. Коррозионно-механическое разрушение насосно-компрессорных труб из углеродистых сталей при эксплуатации в средах, содержащих сероводород // Металловедение и термическая обработка материалов. 2012. № 10. С. 4–9.
3. Методика «Исследование патрубков НКТ после эксплуатации с целью выявления ведущих механизмов коррозии и степени их повреждаемости после эксплуатации». Самара: Самарский инженерно-технический центр, 2008. 53 с.
4. Зырянов А.О. Исследование коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб из стали 15Х5МФБЧ в высоко агрессивных нефтепромысловых средах и усовершенствование технологии термической обработки этих труб : автореф. дис. ... канд. техн. наук. Самара, 2018. 23 с.
5. Заботин А.Л., Иоффе А.В., Стогова С.В. Способ коррозионных испытаний сталей: патент РФ № 2235309, 2004.
6. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 188 с.
7. Sun J., Sun C., Wang Y. Effect of Cr Content on the Electrochemical Behavior of Low Chromium X65 Steel in CO<sub>2</sub> Environment // International Journal of Electrochemical Science. 2016. Vol. 11. P. 8599–8611.

8. 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 CO<sub>2</sub> corrosion of pipeline steels // *Corrosion Science*. 2014. Vol. 80. P. 237–246.
9. Sun J., Sun C., Lin X., Cheng X. Effect of Chromium on Corrosion Behavior of P110 Steels in CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S Environment with High Pressure and High Temperature // *Materials*. 2016. Vol. 9. P. 200–210.
10. Li D.P., Zhang L., Yang J.-W., Lu M.-X., Ding J.-H., Liu M.-L. Effect of H<sub>2</sub>S concentration on the corrosion behavior of pipeline steel under the coexistence of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> // *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials*. 2014. Vol. 21. № 4. P. 388–394.
11. Choi Y.-S., Nestic S., Ling S. Effect of H<sub>2</sub>S on the CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in acidic solution // *Electrochimica Acta*. 2011. Vol. 56. № 4. P. 1752–1760.
12. Выбойщик М.А., Иоффе А.В., Борисенкова Е.А., Денисова Т.В., Сорокин А.В. Коррозионная повреждаемость нефтепроводных труб из хром-молибден-содержащих сталей в условиях высокой агрессивности добываемой среды // *Металловедение и термическая обработка материалов*. 2012. № 10. С. 29–33.
13. Тетюева Т.В., Иоффе А.В., Выбойщик М.А., Князькина С.А., Трифонова Е.А., Зырянов А.О. Влияние модифицирования, микролегирования и термической обработки на коррозионную стойкость и механические свойства стали 15Х5М // *Металловедение и термическая обработка материалов*. 2012. № 10. С. 15–22.
14. Иоффе А.В., Тетюева Т.В., Ревякин В.А., Борисенкова Е.А., Князькин С.А., Денисова Т.В. Коррозионно-механическое разрушение трубных сталей в процессе эксплуатации // *Металловедение и термическая обработка материалов*. 2012. № 10. С. 22–28.
15. Луценко А.Н., Немтинов А.А., Голованов А.В., Ефимов С.В., Филатов Н.В., Хорева А.А., Мальцев А.Б., Рослякова Н.Е., Князькин С.А., Ревякин В.А., Иоффе А.В., Тетюева Т.В., Денисова Т.В. Сталь: патент РФ № 2361958, 2009.
16. Денисова Т.В., Жукова С.Ю., Иоффе А.В., Ревякин В.А., Тетюева Т.В., Трифонова Е.А. Высокопрочная труба для нефтяных скважин: патент РФ № 2368836, 2009.
17. Денисова Т.В., Иоффе А.В., Ревякин В.А., Тазетдинов В.И., Тетюева Т.В., Трифонова Е.А., Фазылов Ш.С., Юдин П.Е. Коррозионно-стойкая сталь для насосно-компрессорных и обсадных труб: патент РФ № 2414521, 2009.
18. Методика «Проведение промышленных испытаний соединительных деталей нефтегазопроводов в условиях реальных нефтепроводов». Самара: ИТ-Сервис, 2012. 25 с.
19. 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.
20. Князькин С.А., Иоффе А.В., Выбойщик М.А., Зырянов А.О. Особенности коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб при эксплуатации в средах с повышенным содержанием углекислого газа // *Металловедение и термическая обработка материалов*. 2012. № 10. С. 10–14.

## REFERENCES

1. The reliability improvement program of OJSC “NK Rosneft”: the materials of implementation of 2012. *Rossiyskiy soyuz promyshlennikov i predprinimateley*. URL: [pcnp.ppf/](http://pcnp.ppf/).
2. Ioffe A.V., Tetyueva T.V., Vyboyshchik M.A., Knyazkin S.A., Zyryanov A.O. 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.
3. *Metodika “Issledovanie patrubkov NKT posle ekspluatatsii s tselyu vyyavleniya vedushchikh mekhanizmov korrozii i stepeni ikh povrezhdaemosti posle ekspluatatsii”* [Technique “The study of TBG connection pipes after the operation for the purpose of identifying the leading corrosion mechanisms and the degree of their damaging after production activity”]. Samara, Samarskiy inzhenerno-tehnicheskiy tsentr Publ., 2008. 53 p.
4. Zyryanov A.O. *Issledovanie korrozionnogo razrusheniya nasosno-kompressornykh trub iz stali 15Kh5MFbCh v vysoko agressivnykh neftepromyslovykh sredakh i usovershenstvovanie tekhnologii termicheskoy obrabotki etikh trub*. Avtoref. dis. kand. tekhn. nauk [The study of corrosive destruction of production tubing made of 15H5MFbCh steel in highly-aggressive oil-field environment and the improvement of the technology of thermal processing of these pipes]. Samara, 2018. 23 p.
5. Zabotin A.L., Ioffe A.V., Stogova S.V. *Sposob korrozionnykh ispytaniy staley* [The method of corrosion tests of steels], patent RF no. 2235309, 2004.
6. Markin A.N., Nizamov R.E. *SO<sub>2</sub>-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya* [CO<sub>2</sub>-corrosion of oilfield equipment]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2003. 188 p.
7. Sun J., Sun C., Wang Y. Effect of Cr Content on the Electrochemical Behavior of Low Chromium X65 Steel in CO<sub>2</sub> Environment. *International Journal of Electrochemical Science*, 2016, vol. 11, pp. 8599–8611.
8. 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 CO<sub>2</sub> corrosion of pipeline steels. *Corrosion Science*, 2014, vol. 80, pp. 237–246.
9. Sun J., Sun C., Lin X., Cheng X. Effect of Chromium on Corrosion Behavior of P110 Steels in CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S Environment with High Pressure and High Temperature. *Materials*, 2016, vol. 9, pp. 200–210.
10. Li D.P., Zhang L., Yang J.-W., Lu M.-X., Ding J.-H., Liu M.-L. Effect of H<sub>2</sub>S concentration on the corrosion behavior of pipeline steel under the coexistence of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub>. *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials*, 2014, vol. 21, no. 4, pp. 388–394.
11. Choi Y.-S., Nestic S., Ling S. Effect of H<sub>2</sub>S on the CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in acidic solution. *Electrochimica Acta*, 2011, vol. 56, no. 4, pp. 1752–1760.
12. Vyboyshchik M.A., Ioffe A.V., Borisenkova E.A., Denisova T.V., Sorokin A.V. Corrosion damage of oil line pipes from chromium-molybdenum-containing steels under conditions of high aggressiveness of produced medium. *Metal Science and Heat Treatment*, 2013, vol. 54, no. 9-10, pp. 519–523.

13. Tetyueva T.V., Ioffe A.V., Vyboishchik M.A., Knyazkina 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.
14. Ioffe A.V., Tetyueva T.V., Revyakin V.A., Borisenkova E.A., Knyazkin S.A., Denisova T.V. Corrosion-mechanical fracture of pipe steels in operation. *Metal Science and Heat Treatment*, 2013, vol. 54, no. 9-10, pp. 512–518.
15. Lutsenko A.N., Nemtinov A.A., Golovanov A.V., Efimov S.V., Filatov N.V., Khoreva A.A., Maltsev A.B., Roslyakova N.E., Knyazkin S.A., Revyakin V.A., Ioffe A.V., Tetyueva T.V., Denisova T.V. *Stal* [Steel], patent RF no. 2361958, 2009.
16. Denisova T.V., Zhukova S.Yu., Ioffe A.V., Revyakin V.A., Tetyueva T.V., Trifonova E.A. *Vysokoprochnaya truba dlya neftyanykh skvazhin* [High-tensile pipe for oil wells], patent RF no. 2368836, 2009.
17. Denisova T.V., Ioffe A.V., Revyakin V.A., Tazetdinov V.I., Tetyueva T.V., Trifonova E.A., Fazylov Sh.S., Yudin P.E. *Korrozionno-stoykaya stal dlya nasosno-kompresornyykh i obsadnykh trub* [Corrosion-resistant steel for production tubing and casing pipes], patent RF no. 2414521, 2009.
18. *Metodika "Provedenie promyslovykh ispytaniy soedinitelnykh detaley neftegazoprovodov v usloviyakh realnykh nefteprovodov"* [The technique "Carrying out field tests of joining parts of oil-and-gas tubing under the conditions of real oil-pipelines"]. Samara, IT-Servis Publ., 2012. 25 p.
19. Knyazkin S.A. *Vybor sostava i struktury stali dlya izgotovleniya nasosno-kompresornyykh trub s povyshennymi ekspluatatsionnymi kharakteristikami*. Dis. kand. tekhn. nauk [The selection of the composition and the structure of steel for production of oil-well tubing with the enhanced operational characteristics]. Penza, 2013. 165 p.
20. Knyazkin S.A., Ioffe A.V., Vyboishchik M.A., Zyryanov A.O. Special features of corrosion fracture of tubing operating in media with elevated content of carbon dioxide. *Metal Science and Heat Treatment*, 2013, vol. 54, no. 9-10, pp. 498–503.

### PILOT TESTS OF OIL-WELL TUBING

© 2018

**M.A. Vyboishchik**, Doctor of Sciences (Physics and Mathematics), professor of Chair "Nanotechnologies, Materials Science and Mechanics" *Togliatti State University, Togliatti (Russia)*  
**S.A. Knyazkin**, PhD (Engineering), Head of Department of Field Tests *LLC "IT-Service", Samara (Russia)*

**Keywords:** oil-field environment; oil-and-gas pipeline tubes; oil-well tubing; bypass; production string; mechanical properties; corrosion resistance; hydrogen cracking; carbon dioxide corrosion; corrosion products.

**Abstract:** The depletion of the existing and the introduction of new oil fields lead to the continuously growing corrosion activity of the produced fluids what increases the intensity of breakdown of the oil field equipment. To ensure the adequate working capacity, it is necessary to develop and apply new steels with the increased strength and corrosion resistance. It is necessary as well to increase the volume and to develop new methods of field tests; based on such tests only it is possible to obtain the reliable understanding of the mechanisms and the kinetics of the ongoing processes of the corrosive-mechanical destruction and to assess the working capacity of the pipeline systems under the actual operating conditions of a certain field.

The authors present the developed techniques of three main types of pilot tests: the bypass lines, the intermittent monitoring of production strings and the intermittent monitoring of the operating pipelines. The characteristic feature of the suggested tests is the systematic comparative analysis of the current state with the states before operating and the states of preceding stages of tests. For this reason, pilot tests come with the additional tests that are combined in two groups according to their functionality. The first group characterizes the initial state of metal and the change of its properties after tests (chemical and phase composition, the structural condition of metal, mechanical properties, corrosion resistance). The second group characterizes the corrosion damage of the pipeline inner surface caused by the tests (the inner surface condition; the identification of the prevailing type of the corrosive destruction; the evaluation of the rate of general and local corrosion; phase and chemical composition and the morphology of corrosion products; microbiology testing).

The suggested testing techniques allow obtaining the fullest information on the operating capacity and the kinetics of pipes failure development under the certain operating conditions. As an example, the authors describe the results of comparative field tests of the TBG production strings made of 15H5MFBC steel and of 35G2S and 35G2F conventional steels when operating on five fields with different composition of produced fluids.