

2. Барцев И.В. Технологическое развитие ДКС и ЦДКС до 2010 года // Мат-лы НТС ОАО «Газпром»: Технические решения по подготовке газа к транспорту на газовых и газоконденсатных месторождениях с падающей добычей. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – Т. 2. – С. 52–54.

### Big Urengoy field gas treatment units: Sustaining operations of gas booster stations

Mazanov S.V., Koryakin A.Yu., Semenov V.V., Tipugin A.A. (ООО Gazprom Dobycha Urengoy, RF, Novy Urengoy)

E-mail: a.a.tipugin@gd-urengoy.gazprom.ru

This paper addresses the key issues arising with sustaining production in Big Urengoy fields combining different, and strongly varying, operating history. Under falling production, several booster stations were brought online at Cenomanian gas treatment units. The stations are configured as two compressor sections. Relatively reliable operations were sustained by packaged actions mainly focused on timely upgrades of, and retrofitting these booster stations along with introduction of a range of joint production schemes. Progressive expansion of this booster station complex is believed critical for maintaining output from these mature Big Urengoy fields where production is reported to be increasingly falling.

**Keywords:** Cenomanian play, gas treatment, upstream plant, booster compressor, station, changeable flow channel, on-site utilities, joint production, schemes, double casing design, compressor.

### References

1. Nikolayev O.A., Kabanov O.P., Tsvetkov N.A., et al. Obe-specheniye effektivnoy ekspluatatsii valanzhinskih UKPG posle vvida DKS i nasosnoy stantsii podachi kondensata Urengoy'skogo NGKM [Sustaining efficient performance of Valanzhin gas upstream treatment following booster station and pumping units for Urengoy's condensate]. *Gazovaya Promyshlennost'* – *Gas Industry*, 2013, no. 4, pp. 31–34.
2. Bartsev I.V. Mat-ly NTS ОАО Gazprom "Tekhnicheskiye resheniya po podgotovke gaza k transportu na gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh s padayushchey dobychey" [Materials of STC of ОАО Gazprom: "Technical solutions on preparation of gas to transport on the gas and gas condensate fields with declining production"]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2001, vol. 2, pp. 52–54.

УДК 622.691.4.004.67

# Планирование капитального ремонта газопроводов-отводов

А.А. Филатов, М.Ю. Митрохин (ОАО «Газпром», РФ, Санкт-Петербург), И.В. Васьков (ООО «Газпром трансгаз Самара», РФ, Самара), И.И. Велиюлин, В.И. Городниченко (ОАО «Оргэнергогаз», РФ, Москва)

E-mail: v.gorodnichenko@oeg.gazprom.ru

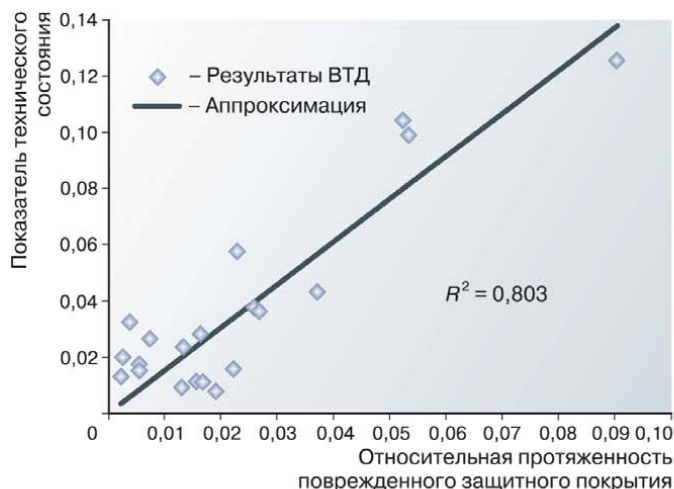
**По результатам внутритрубного технического диагностирования (ВТД) и коррозионных обследований газопроводов ОАО «Газпром» разработан методический подход количественной оценки показателя технического состояния газопроводов-отводов. Этот подход позволяет по единой оценочной шкале определять показатели технического состояния газопроводов, обследованных внутритрубными дефектоскопами, и газопроводов, не удовлетворяющих требованиям ВТД. Кроме того, предложена методология оценки процента труб, подлежащих замене при проектировании капитального ремонта (КР) газопроводов-отводов методом переизоляции.**

**Ключевые слова:** газопровод-отвод, ремонт методом переизоляции, коррозионное состояние, показатель технического состояния, наработка, техническое диагностирование.

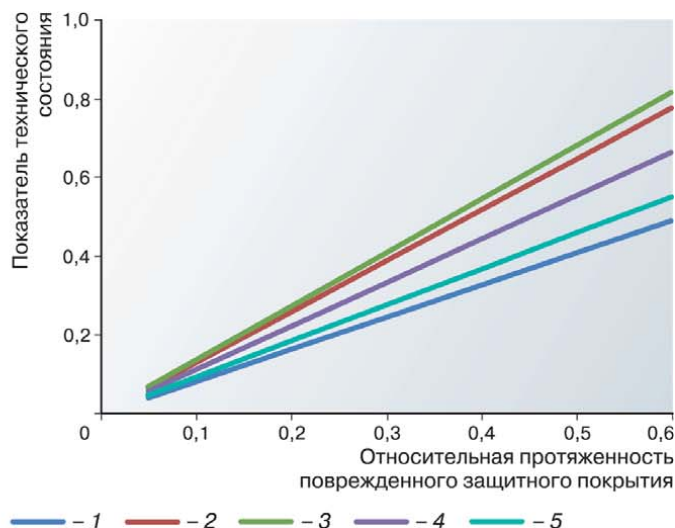
Система управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ОАО «Газпром» на основе фактического технического состояния объектов транспортировки газа формирует план КР, направленный на повышение конструкционной надежности газотранспортной системы. Обоснование КР для газопроводов, обследованных внутритрубными дефектоскопами, в основном проводится по показателю технического состояния, методика определения которого изложена в стандарте СТО Газпром 2-2.3-292–2009 «Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции». Однако применение этой методики для газопроводов-отводов, конструктивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности по ВТД (неравнопроходные участки, отводы с радиусомгиба менее 1,5 DN, участки, набранные из сегментов труб с радиусом поворота до

1,5 DN и участки с подкладными кольцами), из-за ограниченного количества информации, как правило, должно приводить к существенному занижению значений показателей технического состояния. Это, в свою очередь, влечет некорректное планирование объектов КР и ошибочное ранжирование газопроводов по очередности вывода в ремонт.

Следовательно, отсутствие единой методической основы и в ряде случаев непроведение предремонтного обследования в шурфах может приводить к необоснованному включению в программу КР газопроводов, работоспособное состояние которых можно поддерживать, используя стратегию выборочного ремонта по результатам технического диагностирования. Для того чтобы повысить качество планирования объектов КР, необходимо разработать методический подход, в котором вне зависимости от способа получения информации о техническом состоянии количественная оценка техниче-



**Рис. 1. Зависимость между показателем технического состояния и относительной поврежденностью защитного покрытия**



**Рис. 2. Зависимости между показателем технического состояния и относительной поврежденностью защитного покрытия:**

1 – ООО «Газпром трансгаз Волгоград»; 2 – ООО «Газпром трансгаз Москва»; 3 – ООО «Газпром трансгаз Самара»; 4 – ООО «Газпром трансгаз Уфа»; 5 – ООО «Газпром трансгаз Ухта»

ского состояния выполнялась бы по единой оценочной шкале, т. е. такой подход, при котором показатели технического состояния для газопроводов, обследованных внутритрубными дефектоскопами, и газопроводов, не удовлетворяющих требованиям ВТД, были бы эквивалентны.

На техническое состояние газопроводов-отводов в основном влияют:

- коррозионные процессы, связанные с выраженной потерей металла, типа общей и локальной поверхностной коррозии труб;
- коррозионное растрескивание под напряжением, которое, как правило, нехарактерно для газопроводов-отводов с наружным диаметром менее 520 мм;
- уровень напряжений на участках в непроектном положении (в большинстве случаев напряжения на участках в непроектном положении не превышают допустимого эксплуатационного уровня напряжений, установленного в рекомендациях\*).

Следовательно, основное внимание при разработке методического подхода и при проведении предремонтного обоснования газопроводов-отводов должно быть уделено коррозионному состоянию.

В качестве предпосылок для создания методического подхода были рассмотрены результаты работы инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Самара» [1] и исследования взаимосвязи между показа-

телем технического состояния и наработкой газопроводов, представленные в работе [2]. Там же приведены значения показателей технического состояния  $P_{вtd}$  в зависимости от их наработки. Эти данные, отраженные графически, однозначно свидетельствуют о слабой корреляции между показателями технического состояния и наработкой газопроводов, и следовательно, временной фактор при разработке методического подхода можно не учитывать.

В работе [1] показано, что между относительной поврежденностью защитного покрытия (отношение протяженности защитного покрытия с интегральной величиной сопротивления менее 500 Ом·м<sup>2</sup> к протяженности газопровода) и числом дефектов на газопроводе существует линейная зависимость, коэффициент корреляции которой составляет 0,87. Следовательно, для газопроводов, конструктивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности по ВТД, в качестве диагностической информации о повреждаемости газопровода по всей его протяженности можно рассматривать результаты коррозионных обследований по определению состояния защитного покрытия газопровода.

Для установления связи между показателем технического состояния  $P_{вtd}$  и состоянием защитного покрытия были

использованы результаты ВТД газопроводов ОАО «Газпром» за 2008–2010 гг. Результаты анализа связи показателей технического состояния газопроводов, определяемых по результатам ВТД, и относительной протяженностью поврежденного защитного покрытия (отношение протяженности поврежденного защитного покрытия, установленной по результатам коррозионных обследований, к протяженности газопровода), для газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» представлены на рис. 1. Из графиков следует, что между показателем технического состояния и относительной протяженностью поврежденного защитного покрытия существует линейная аналитическая зависимость (коэффициент корреляции  $R^2 = 0,803$ ), уравнение которой записывается в следующем виде (1):

$$P_{вtd} = 1,525N_{опд} \quad (1)$$

где  $N_{опд}$  – относительная протяженность поврежденного защитного покрытия.

Примеры таких зависимостей для ряда газотранспортных обществ представлены на рис. 2.

Теперь по зависимостям между относительной протяженностью поврежденного защитного покрытия и показателем технического состояния, представленным на рис. 1, 2, можно оценивать техническое

\* Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС, утв. ОАО «Газпром» 24 ноября 2006 г.

состояние газопроводов-отводов и определять целесообразность их вывода в КР методом переизоляции. Если газопроводы-отводы удовлетворяют условию вывода в КР ( $P_{в\text{тд}} > 0,06$ ), то после определения в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-750–2013 «Критерии вывода участков линейной части магистральных газопроводов в капитальный ремонт» приоритетов очередности вывода в ремонт для разработки проекта КР необходимо решить задачу определения процента труб, подлежащих замене. Для газопроводов, на которых проведено ВТД, задача планирования объемов замены трубы решается по рекомендациям Р Газпром 2-2.3-595–2011 «Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром», а для газопроводов-отводов эта задача решена только частично. В СТО Газпром 2-2.3-750–2013 есть указание, что для газопроводов, у которых приоритет вывода в ремонт превышает 0,5, необходимо планировать КР с полной заменой труб. Но если приоритет вывода в КР меньше 0,5, то вопрос планирования числа труб для газопроводов-отводов остается открытым. Для решения этой проблемы предлагается установить связь между показателем технического состояния и относительным числом дефектных труб, и если такая связь существует, то проблема планирования объема заменяемых труб будет практически решена.

На рис. 3 представлены значения относительного числа дефектных труб в зависимости от показателя технического состояния (данные обследования). Эти данные получены обработкой результатов ВТД газопроводов диаметром 1420 мм газотранспортного общества ООО «Газпром трансгаз Югорск», в результате которой были определены число дефектных труб и показатели технического состояния. В данном случае также выявлена линейная зависимость между относительным числом дефектных труб и показателем технического состояния. Коэффициент корреляции, равный 0,865, свидетельствует о достаточном для инженерных целей соответствии данных ВТД их аналитическому представлению.

На рис. 4 представлены графики для определения процента замены труб по различным газотранспортным обществам, из которых следует, что при  $P_{в\text{тд}} = 0,06$  (при  $P_{в\text{тд}} > 0,06$  будет выполняться условие вывода в КР) процент замены труб изменяется в диапазоне от 18 до 26 %. Окончательно процент замены труб газопроводов-отводов должен быть определен с учетом результатов предремонтного обоснования. Особенно это актуально для газопроводов-отводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, так как сравнение данных ВТД и результатов отбраковки, полученных в процессе выполнения КР, показывает, что вероятность обнаружения сетки трещин коррозионного растрескивания под напряжением в ряде

случаев не превышает 0,3. Поэтому при планировании КР газопроводов-отводов процент замены труб следует уточнять по результатам предремонтного обоснования, в результате которого следует уточнить показатель технического состояния.

Разработанный методический подход оценки технического состояния газопроводов-отводов был использован при экспертизе технического состояния газопроводов-отводов ООО «Газпром трансгаз Ухта» [2]. В таблице представлены результаты экспертизы, которые показывают, что из 12 рассмотренных газопроводов-отводов только один газопровод-отвод к ГРС г. Коряжма нужно планировать к выводу в КР методом переизоляции. Остальные газопроводы-отводы должны в течение продленного срока службы эксплуатироваться по техническому состоянию в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.5-454–2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».

Количественная оценка технического состояния газопроводов-отводов также применялась при формировании программы диагностирования газопроводов, не удовлетворяющих требованиям контролепригодности по ВТД, на 2014–2017 гг. в части определения приоритета проведения ВТД [3]. Кроме того, количественную оценку технического состояния газопроводов-отводов можно использовать при определении срока службы газопроводов-отводов на этапе эксплуатации, что требует нормативный доку-

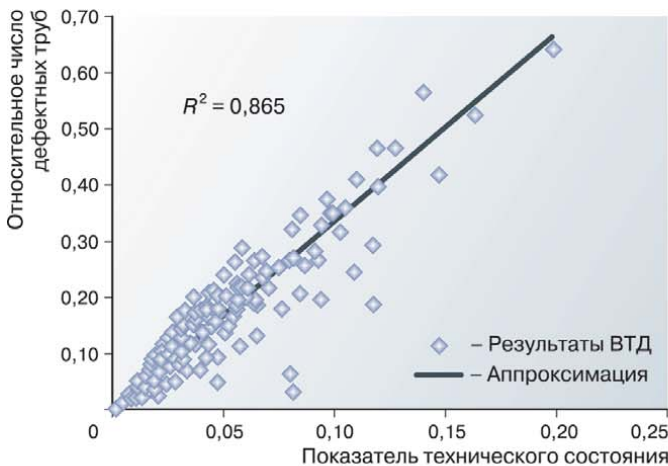


Рис. 3. Зависимость между относительным числом дефектных труб и показателем технического состояния

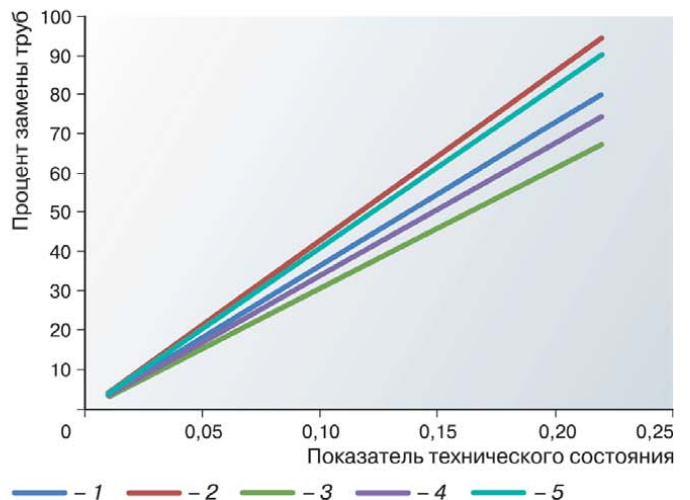


Рис. 4. Зависимость процента заменяемых труб от показателя технического состояния:

1 – ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»; 2 – ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»; 3 – ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»; 4 – ООО «Газпром трансгаз Сургут»; 5 – ООО «Газпром трансгаз Уфа»

### Результаты определения показателя технического состояния газопроводов-отводов

Наименование газопровода	Наработка, лет	Поврежденность защитного покрытия, %	Показатель технического состояния	Корректирующие мероприятия
Газопровод-отвод к ГРС-1 Рыбинск	49	11,8	0,05	Эксплуатация по техническому состоянию в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.5-454-2010
Газопровод-отвод к ГРС-2 Рыбинск	40	3,4	0,015	
Газопровод-отвод к ГРС Пошехонье	34	7,7	0,033	
Газопровод-отвод к АГРС Ермаково	35	3,5	0,0151	
Газопровод-отвод к ГРС пос. Борок	41	3,4	0,015	
Газопровод-отвод к ГРС дер. Песочное	48	1,95	0,0084	
Газопровод-отвод к ГРС Эжва	41	3,3	0,0264	
Газопровод-отвод к ГРС-1 г. Сыктывкар	41	0,04	0,0002	
Газопровод-отвод к ГРС пос. Зеленец	35	0,8	0,0035	
Газопровод-отвод к ГРС пос. Часово	21	12,2	0,0525	
Газопровод-отвод на АГРС Дьяково	33	0,007	0,0001	Планировать вывод в КР методом переизоляции
Газопровод-отвод к ГРС г. Коржма	41	1,39	0,006	

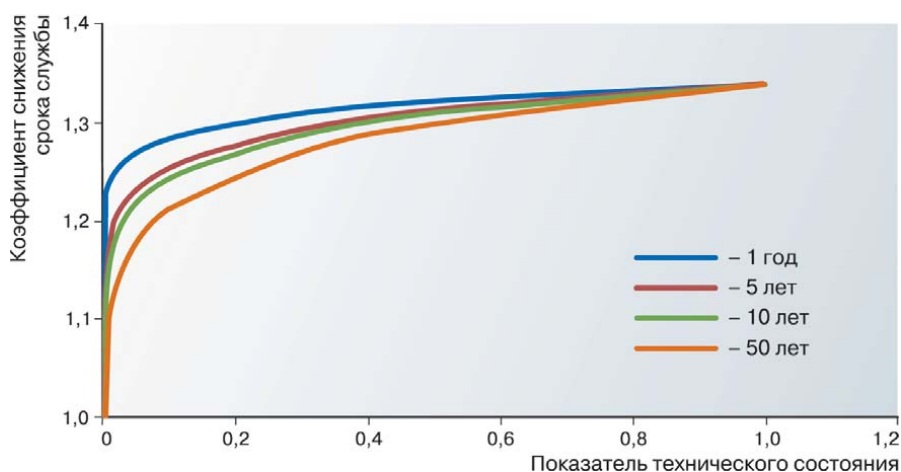


Рис. 5. Изменение коэффициента снижения срока службы в зависимости от наработки и показателя технического состояния газопровода

мент федерального уровня». В основу определения срока службы газопровода-отвода на этапе эксплуатации может быть положена методика, применяемая в настоящее время для определения проектного срока службы, в основу которой в рекомендациях данного нормативного документа положен расчет усталостной долговечности. Проектный срок службы в соответствии с рекомендациями Р Газпром 2-2.3-609-2011 «Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции» определяется по формуле (2):

$$T_{cc}^n = \frac{1}{k_y d}, \quad (2)$$

где  $d$  – усталостная поврежденность газопровода за год эксплуатации;  $k_y$  – коэффициент запаса, учитывающий рассеивание долговечности, влияние агрессивности среды, остаточных напряжений и других факторов.

На этапе эксплуатации проектный срок службы предлагается корректировать в сторону уменьшения коэффициентом, учитывающим техническое состояние и наработку по формуле (3):

$$T_{cc}^a = \frac{T_{cc}^n}{K_d} = \frac{T_{cc}^n}{1,34 - (1 - P_{вТД}^{0,06}) \left( 2 - \left( \frac{T_n}{T_{cc}^n} \right)^{-0,1} \right)}, \quad (3)$$

где  $T_n$  – наработка газопровода, лет;  $K_d$  – коэффициент снижения срока службы газопровода.

Изменение коэффициента  $K_d$  в зависимости от наработки при сроке службы  $T_{cc}^n$ , равном 90 лет, и показателя технического состояния представлено на рис. 5. Максимальное значение коэффициента  $K_d$  составляет 1,34.

Таким образом, представленные в статье результаты показывают, что методический подход по определению технического состояния газопроводов-отводов, конструктивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности по ВТД, позволяет повысить эффективность планирования КР газопроводов-отводов за счет применения единой методологической основы для количественной оценки технического состояния, как для газопроводов, на которых проводится ВТД, так и для газопроводов-отводов, не приспособленных к ВТД. В рамках рассматриваемого подхода предлагается также способ корректировки процента замены дефектных труб с учетом результатов предремонтного обоснования. Методологию оценки технического состояния также целесообразно применять при корректировке программы ВТД газопроводов-отводов и для определения срока службы газопроводов, в проектной документации которых не указан срок службы.

### Список литературы

1. Проскуряков А.М., Романцов С.В., Машуров С.С., Городниченко В.И. Планирование комплексного капитального ремонта газопроводов, конструктивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности // Газовая промышленность. – 2013. – № 8. – С. 73–76.
2. Мальцев Ю.Н., Рудой А.В., Бельков Д.Н. Конвергенция результатов электрометрии и внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода // Семнадцатая Международная деловая встреча «Диагностика-2007». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – Т. 1. – С. 61–165.
3. Проскуряков А.М., Васильев И.В., Нефедов С.В. и др. Методика определения приоритета внутритрубного технического диагностирования газопроводов, не удовлетворяющих требованиям контролепригодности // Газовая промышленность. – Спецвып.: Диагностика и ремонт на транспорте углеводородов (700/2013). – С. 8–11.

\*\* Положение «Порядок продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах», утв. Приказом Минприроды РФ от 30 июня 2009 г. № 195.

## Planning lateral gasline overhauls

Filatov A.A., Mitrokhin M.Yu. (OAO Gazprom, RF, St. Petersburg), Vas'kov I.V. (OOO Gazprom Transgaz Samara, RF, Samara), Veliyulin I.I., Gorodnichenko V.I. (OOO Orgenergogaz, RF, Moscow)  
E-mail: v.gorodnichenko@oeg.gazprom.ru

A new pipeline internal diagnostics and corrosion observation summary has been produced by Gazprom recently. Based on this summary, Gazprom has developed a new methodology approach designed to quantify technical status of its gas laterals. This approach helped, the company, using a common estimation scale, to identify gas pipeline technical status, combining both gaslines covered by smart inspection pigs and those which do not qualify for such tools. In addition, Gazprom proposed another methodology aimed to find the percentage of pipe laterals which are subject to replacement under workover project design assuming their subsequent recoating.

**Keywords:** gas pipelines, laterals, recoating, repairs, corrosion, status, physical conditions, service life, diagnostics, inspection pigs.

## References

1. Proskuryakov A.M., Romantsov S.V., Mashurov S.S., Gorodnichenko V.I. Planirovaniye kompleksnogo kapital'nogo remonta gazoprovodov, konstruktivno ne udovletvoryayushchikh trebovaniyam kontroleprigodnosti [Planning comprehensive gas pipeline overhauls: a poor testability case study]. *Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry*, 2013, no. 8, pp. 73–76.
2. Mal'tsev Yu.N., Rudoy A.V., Bel'kov D.N. Konvergentsiya rezul'tatov elektrometrii i vnutritrubnoy defektoskopii magistral'nogo gazoprovoda [The convergence of the results of electrometry and intratubal defectoscopy of main gas pipeline]. *Semnadtsataya Mezhdunarodnaya delovaya vstrecha Diagnostika-2007* [Seventeenth International Business Meeting "Diagnostics-2007"]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2008, vol. 1, pp. 61–165.
3. Proskuryakov A.M., Vas'kov I.V., Nefedov S.V., et al. Metodika opredeleniya prioriteta vnutritrubnogo tekhnicheskogo diagnostirovaniya gazoprovodov, ne udovletvoryayushchikh trebovaniyam kontroleprigodnosti [Finding gasline smart pigging priorities for normally untestable pipes]. *Gazovaya Promyshlennost' – Gas Industry*, 2013, no. 700, pp. 8–11.



## Требования к подаче материала в журнал «Газовая промышленность»

В каждой научной статье журнала должны быть указаны следующие данные:

- название статьи;
- фамилия, имя, отчество каждого автора (**полностью**);
- место работы каждого автора, адрес места работы с почтовым индексом, должность, ученая степень;
- контактная информация (телефон – мобильный номер приветствуется, почтовый адрес, e-mail) для каждого автора;
- аннотация;
- список литературы;
- ключевые слова (каждое ключевое слово или словосочетание отделяется от другого запятой или точкой с запятой);
- рецензия независимого рецензента – в обязательном порядке.

**Текст:** материал должен быть подготовлен в программе WinWord и в формате \*.doc представлен по e-mail: info@gasoilpress.ru. Объем статьи – не более 10–12 машинописных страниц (18 000 знаков, если нет иллюстраций; при наличии 4 иллюстраций число знаков необходимо уменьшить на 3000–5000), размер шрифта – 12 пт, межстрочный интервал – 1,5. Встречающиеся в тексте условные обозначения и сокращения должны быть раскрыты при первом появлении их в тексте. Обязательно соблюдение действующих ГОСТов, особенно на терминологию, и Международной системы единиц СИ.

**В формулах и обозначениях** следует обратить внимание на правильное написание надстрочных и подстрочных индексов, показателей степени, прописных и строчных букв латинского и греческого алфавитов. Все обозначения в формулах **необходимо расшифровать**.

**Иллюстрации (не более четырех, включая подписки а, б, в и т. д.)** должны быть включены в текст и обязательно прилагаться отдельно в форматах \*.eps, \*.cdr, \*.aiv (векторная графика), \*.tiff, \*.jpg, \*.psd (растро-

вая графика). Необходимо представить список подрисованных подписей. Таблицы – в книжной ориентации (не более **четырёх**).

**В список литературы** включаются источники, на которые есть ссылки по тексту статьи. Ссылаться можно только на опубликованные работы. Список литературы составляется в порядке употребления. В нем приводятся следующие сведения: фамилия и инициалы авторов, название работы; для журнала – название, год издания, номер издания, номера страниц, на которых размещена статья; для книг – место и год издания, издательство, общее число страниц. Номер ссылки из приставленного списка литературы помещается в квадратных скобках по тексту статьи.

**Аннотация** (авторское резюме) должна быть представлена на отдельной странице и отражать суть проблем, рассматриваемых в статье. Аннотация призвана выполнять функцию независимого от статьи источника информации и должна быть:

- информативной (не содержать общих слов);
- содержательной (отражать основное содержание статьи и результаты исследований);
- структурированной (следовать логике описания результатов в статье);
- компактной, но не менее 100–120 слов.

**Ключевые слова (авторские ключевые слова)** должны отражать основное содержание статьи, по возможности не повторять термины заглавия и аннотации, содержать термины из текста статьи, а также термины, определяющие предметную область и включающие другие важные понятия, которые позволяют облегчить и расширить возможности нахождения статьи информационно-поисковой системой.

**Принятые для печати материалы публикуются на безгонорарной основе в журнале «Газовая промышленность» с последующим размещением на web-сайте журнала.**