

Сведения об авторах

Колотилов Юрий Васильевич, д. т. н., профессор кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, e-mail: kolotilov_yury@mail.ru

Китаев Сергей Владимирович, д. т. н., профессор кафедры транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 83472431419, e-mail: svkitaev@mail.ru

Короленок Анатолий Михайлович, д. т. н., декан факультета проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва

Information about the authors

Kolotilov Yu. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Petroleum Products Supply and Gas Supply, Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I.M. Gubkin, Moscow, e-mail: kolotilov_yury@mail.ru

Kitaev S. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transport and Storage of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technical University, phone: 83472431419, e-mail: svkitaev@mail.ru

Korolenok A. M., Doctor of Engineering, Dean at the Department of Designing, Construction and Operation of Pipeline Transport Systems, Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I. M. Gubkin, Moscow

УДК 622.691:621.643(083)

ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ DIAGNOSTICS OF THE CONDITION OF THE INTERNAL CAVITY OF GAS PIPELINES

С. И. Перевощиков

S. I. Perevoschikov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидравлическое сопротивление; отложения в трубопроводах

Key words: hydraulic resistance; deposits in pipelines

Эффективность работы газотранспортных систем во многом зависит от состояния их трубопроводов, которые постоянно испытывают воздействие со стороны газовых потоков, содержащих посторонние включения в виде твердых механических и жидкостных частиц, а также гидратов.

Отложения из этих включений изменяют гидравлическое сопротивление трубопроводов и их пропускную способность; некоторые их разновидности, такие как гидраты, способны значительно перекрывать проходное сечение магистралей, что существенно осложняет транспорт газа. Поэтому состояние внутренней полости газопроводов находится под постоянным контролем.

Контроль может осуществляться периодически, с помощью сканирующих устройств, и в текущем режиме — по косвенным показателям, например по коэффициенту гидравлического сопротивления трубопроводов λ .

Каждый из отмеченных способов имеет свои особенности. Одной из особенностей сканирования является большой объем работ, связанный с его осуществлением. Диагностирование на основе коэффициента λ значительно проще. В этом случае достаточно располагать некоторыми сведениями о транспортируемом газе и значениями режимных параметров газопроводов. Эти данные регулярно регистрируются и заносятся в соответствующую оперативную документацию.

Диагностика по λ в связи с ее несложностью широко используется, но не в полном объеме возможностей. В том варианте, в котором она применяется в настоящее время, коэффициент λ находится с недостаточной точностью, наличие в трубопроводах отложений и их локализация не определяются. Также не устанавливается вероятный характер отложений, что имеет большое значение, так как вид отложений определяет степень их опасности, быстроту реакции на их появление и способы устранения нежелательных скоплений в трубопроводах.

По существующей методике диагностические значения λ находятся как «эффективные» по формуле (1) [1] с использованием фактических данных по транспортируемому газу и режимам работы рассматриваемого трубопровода.

$$\left(\frac{\lambda_{\text{эф}}}{D^5}\right) = \frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{(z \cdot \Delta \cdot T \cdot Q^2)} \cdot \frac{K^2}{L}, \quad (1)$$

где Q — объемный расход газа через трубопровод при стандартных условиях (0,1013 МПа и 293 °K), м³/с; $P_{\text{н}}$ и $P_{\text{к}}$ — давление в начале и в конце трубопровода, Н/м²; z — коэффициент сжимаемости газа в условиях трубопровода (при средних значениях давления и температуры газа в трубопроводе); T — средняя температура газа в трубопроводе, К; L — протяженность трубопровода, м; Δ — относительная плотность газа по воздуху при стандартных условиях ($\rho_{\text{возд ст}} = 1,205 \text{ кг/м}^3$); D — внутренний диаметр трубопровода, м; K — коэффициент, объединяющий все постоянные и равный $0,0385 \frac{\text{м}^2 \cdot \text{с} \cdot \text{К}^{0,5}}{\text{кг}}$; $\lambda_{\text{эф}}$ — эффективный коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода.

В «эффективных» значениях коэффициента гидравлического сопротивления $\lambda_{\text{эф}}$ отражаются все факторы, влияющие на потери энергии в трубопроводах — шероховатость труб k , гидродинамический режим течения газа, определяемый числом Рейнольдса (Re), и другие факторы, в том числе различного вида отложения в магистральных.

Большинство газопроводов отличаются непостоянством их внутреннего диаметра из-за использования труб с переменной толщиной стенки, лупингов, вставок и т. д. Это приводит к необходимости вместо фактического диаметра D в расчетах по (1) использовать эквивалентный диаметр $D_{\text{эк}}$. Он рассчитывается по известным зависимостям, приведенным, в частности, в работе [1].

В связи с необходимостью при нахождении λ по (1) рассчитывать $D_{\text{эк}}$, целесообразно задачу упростить и определять не $\lambda_{\text{эф}}$, а $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, то есть использовать выражение

$$\left(\frac{\lambda}{D^5}\right)_{\text{эф}} = \frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{(z \cdot \Delta \cdot T \cdot Q^2)} \cdot \frac{K^2}{L}. \quad (2)$$

Определяемые по (1) и (2) значения λ и $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ являются индикаторными, способными только констатировать величину гидравлического сопротивления и его изменение без вскрытия возможных причин этих изменений. Кроме этого, точность определения λ и $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ таким способом при ощутимой погрешности штатных приборов, которыми измеряются текущие значения режимных параметров, невысока.

Недостатки существующей методики в виде зависимости (1) и ее видоизмененного варианта (2) можно устранить, если принять во внимание гидродинамические режимы, при которых параметры $\lambda_{\text{эф}}$ и $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ находятся. В магистральных газопроводах таких режимов может быть два — квадратичный режим и режим смешанного трения.

В них обе рассматриваемые величины зависят от различных факторов: в квадратичном режиме — только от шероховатости трубопровода k , что следует из выражения

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot k}{D}\right)^{0,2}, \quad (3)$$

при режиме смешанного трения — от шероховатости k и числа Рейнольдса (Re) согласно выражению

$$\lambda = 0,067 \cdot (158/Re + 2 \cdot k/D)^{0,2}. \quad (4)$$

Данное обстоятельство предполагает различные подходы к определению $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ для каждого режима.

При квадратичном режиме, когда $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, согласно (3), зависит, по существу, только от k — величины постоянной для данного трубопровода и на данный момент времени, нахождение $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ равнозначно определению истинного значения k . То есть при квадратичном режиме решается стандартная задача определения истинного значения некоторой величины. Оно находится на вероятностной основе неоднократным измерением искомой величины и последующей обработкой полученных результатов известными методами [2]. Истинное значение $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ в этом случае равно

$$(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = (\lambda/D^5)_{\text{эф, ср}} \pm \varepsilon, \quad (5)$$

где $(\lambda/D^5)_{\text{эф, ср}}$ — среднеарифметическая величина всех $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, не содержащих грубых ошибок; ε — абсолютная ошибка определения $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$.

При режиме смешанного трения $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, в соответствии с (4), зависит от одной постоянной k (постоянной на момент диагностирования) и одной переменной Re . Это придает $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ характер функции. В качестве аргумента здесь выступает число Re . В такой ситуации нахождению подлежит не $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, а функция $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$. Ее поиск следует проводить с использованием метода наименьших квадратов [1], который выявляет функциональные связи с оценкой их достоверности.

Перед соответствующей обработкой полученных данных по $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ из них необходимо исключить те, которые содержат грубые ошибки. Их поиск для квадратичного режима и режима смешанного трения должен проводиться различным образом, исходя из особенностей данных режимов. Для квадратичного режима — на базе эмпирического стандарта и распределения Стьюдента [2], для режима смешанного трения — визуально, нанесением на координатное поле $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ всех полученных данных и исключением из них тех, которые нарушают конфигурацию, образованную на поле всеми остальными точками.

Последний вариант менее обоснован, но в условиях значительной неопределенности (кроме грубых ошибок возможны и трудно определяемые систематические ошибки) он оказывается единственно возможным и достаточно действенным. Действенность ему придает оперирование большим количеством исходных данных, которое обеспечивает регулярная регистрация режимных параметров на всех газопроводах через каждые два часа.

Рассмотренными способами устраняется один из недостатков существующей методики — недостаточная точность определения искомого параметра.

Другой недостаток, состоящий в невозможности определения по ней присутствия отложений в трубопроводах, можно преодолеть, используя анализ зависимостей $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$.

Зависимость $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ необходимо получать для всех гидродинамических режимов, включая квадратичный, так как гидравлическое сопротивление трубопроводов определяется не только режимом течения газа и шероховатостью труб, что следует из (3) и (4). Оно зависит и от ряда других факторов, которые «привносятся» в трубопроводы транспортируемой по ним средой — газом с содержащимися в нем твердыми и капельно-жидкостными включениями с различными физико-химическими свойствами.

При определенных условиях содержащиеся в газе включения способны оседать в трубопроводах с образованием различного вида отложений, а возникшие скопления, уже при других обстоятельствах, способны выноситься из магистралей.

Отложения могут быть монолитными, как гидраты, и состоять из скоплений твердых механических частиц и жидкостных образований. Все их разновидности проявляются в численных значениях $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, определяемых по (2), как гидравлические сопротивления. Поэтому в общем случае $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ можно представить как сумму, то есть $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = (\lambda/D^5) + (\xi/D^5)$, где ξ — коэффициент гидравлического сопротивления отложений; λ — коэффициент гидравлического сопротивления собственно трубопровода.

Гидратные отложения в течение достаточно продолжительного времени своих размеров не изменяют и воздействию газовых потоков не поддаются. Поэтому оказываемое ими сопротивление и соответствующие ему значения ξ от режима работы трубопроводов не зависят. Для них параметр ξ — величина постоянная или монотонно изменяющаяся во времени.

Скопления твердых механических частиц и жидкостных образований подвержены воздействию потоков. Их составляющие могут свободно перемещаться, что изменяет конфигурацию отложений, изменяя их сопротивление. Кроме этого, частицы способны накапливаться в некоторых местах и вновь вовлекаться в поток. Жидкостные скопления могут образовывать на внутренней поверхности трубопроводов фрагменты тончайшего и неустойчивого слоя периодически, под действием потока, покрывающего и обнажающего шероховатость труб. Воздействие на рассматриваемые отложения турбулентного, пульсирующего потока придает всем их изменениям такую же хаотичность. Коэффициент гидравлического сопротивления ξ таких отложений оказывается не только зависимым от Re , но и непредсказуемо изменчивым.

Вероятность присутствия в транспортируемом газе посторонних включений, а в трубопроводах различного вида отложений всегда достаточно высока. Поэтому их присутствие следует ожидать во всех случаях, и каждое рассчитанное значение $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ нужно считать не отдельным измерением определяемой величины, как при квадратичном режиме, а функцией ряда аргументов, как для режима смешанного трения. При этом в качестве некоторого обобщающего аргумента использовать число Re . Оно достаточно полно отражает динамические свойства газовых потоков [3], за счет которых отложения проявляются.

Исходя из вышеизложенного, наличие отложений в трубопроводах и их характер можно выявлять посредством анализа вида зависимостей $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$.

На присутствие отложений может указывать несоответствие $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ виду, определяемому выражениями (3) и (4): для режима смешанного трения — экспоненте, приближающейся к оси Re , для квадратичного режима — прямой, параллельной оси Re . Но в первую очередь об этом свидетельствует превышение $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ над величиной (λ/D^5) , полученной по (3) или (4).

Характер отложений определяется по виду зависимости $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ и по степени разброса на координатном поле обрабатываемых данных. Механически неустойчивые скопления могут придавать рассматриваемой зависимости параболический вид с максимумом или минимумом значений $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ при некоторых числах Re . При них единичные $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ отклоняются от аппроксимирующей кривой существенно — чем менее стабильны такие образования, тем отклонения выше, и превосходят погрешность расчета $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ по (2).

Монолитные отложения гидратного типа стабильны, и соответствующие им зависимости $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ качественно не отличаются от характерных зависимостей для каждого режима. В этом случае $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ отклоняются от аппроксими-

рующей кривой в основном в пределах погрешности расчета $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ по (2). Большие, но также умеренные отклонения с превышением погрешности расчета $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ могут вызываться одновременным присутствием обоих видов отложений — монолитных и нестабильных.

Для уточнения мест расположения отложений диагностику необходимо проводить по отдельным участкам трубопроводов, находящимся между соседними линейными кранами магистралей. Это позволяет проконтролировать оснащенность кранов средствами измерения давления. Средние температуры газа по участкам с достаточной точностью могут находиться расчетным путем.

Пример диагностики на основе анализа зависимости $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ представлен на рисунке, на котором приведены результаты аппроксимирования данных по $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ и Re для участка газопровода с квадратичным режимом течения газа (фактические значения числа Рейнольдса $Re = 52,33 \cdot 10^6 \div 60,91 \cdot 10^6$ и больше $Re_{\text{пер}} = 18,53 \cdot 10^6$).

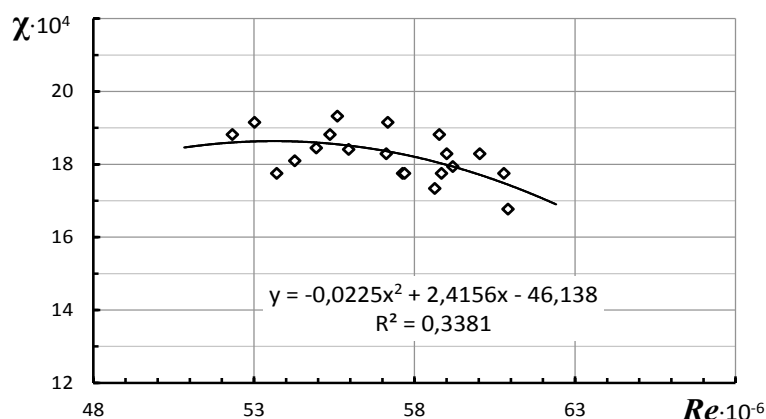


Рисунок. Результаты аппроксимирования обрабатываемых данных:
 $\chi = (\lambda/D^5)_{\text{эф}}$

Анализ рисунка приводит к определенным выводам.

- Полученная зависимость $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ не соответствует ожидаемой; для квадратичного режима, существующего в трубопроводе, она должна иметь вид горизонтальной прямой.
- Достоверность полученной зависимости не удовлетворительна; для физических явлений в технической области она должна быть не менее 0,95, в крайнем случае (для явлений неопасного свойства и второстепенной значимости) — не ниже $0,65 \div 0,75$.
- В рассматриваемом диапазоне Re значения $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ существенно превосходят параметр (λ/D^5) , рассчитанный по (3) и равный $15,65 \cdot 10^{-4}$.

Наблюдаемая ситуация полностью или частично может быть вызвана несколькими причинами: присутствием в трубопроводе отложений, повышением шероховатости трубопровода и принятием при расчете (λ/D^5) заниженной шероховатости k .

Занижение шероховатости при расчете (λ/D^5) возможно не более, чем в 3,33 раза, если при этом пользоваться справочной литературой, что способно привести к расхождению между фактическими и расчетными значениями (λ/D^5) до 27 %. Это следует из выражения (3). По данным рисунка в рассматриваемом диапазоне чисел Re значения $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ отличаются от (λ/D^5) на $13 \div 19$ %, что допускает влияние на результат диагностики неточности в принятии k .

На наличие второй причины полученных выводов (отложений в трубопроводе) указывает зависимость $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ от динамического фактора потока Re , чего при квадратичном режиме, имеющем место, быть не может.

Отложения могут состоять из скоплений твердых механических и жидкостных частиц, а также гидратов. Гидраты как причина в данном случае не рассматриваются, так как в течение длительного времени условия для их возникновения в трубопроводе отсутствовали — температура гидратообразования ниже температуры газа в трубопроводе [4]. Об отсутствии гидратов свидетельствует и изменение $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ в зависимости от Re — при гидратах, в связи с ранее отмеченной особенностью их ξ , такой зависимости быть не может.

Существуют только признаки механически неустойчивых скоплений — повышение $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ при числах Re , меньших $Re \approx 54 \cdot 10^6$, и снижение при больших Re , а также возрастание интенсивности падения $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ с ростом Re . Все это возможно только при изменении коэффициента ξ существующих в трубопроводе отложений. Из всех возможных отложений таким свойством обладают только механически неустойчивые скопления.

Наличием именно этого вида отложений объясняются ощутимые, соизмеримые с погрешностью расчета $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ и большие отклонения единичных значений этого параметра от аппроксимирующей зависимости и низкая достоверность аппроксимирования.

Таким образом, диагностический вывод по рассматриваемому трубопроводу состоит из трех пунктов.

1. Гидравлическое сопротивление трубопровода повышено и зависит от гидродинамического режима работы трубопровода. Эта зависимость с достоверностью 0,3381 описывается уравнением

$$(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = -0,0225 \cdot 10^{-16} \cdot Re^2 + 2,4156 \cdot 10^{-10} \cdot Re - 46,138 \cdot 10^{-4}.$$

2. Причинами повышенного гидравлического сопротивления являются механически неустойчивые отложения и, возможно, коррозия трубопровода. Изменение параметра $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ в пределах, соизмеримых с погрешностью его расчета, свидетельствует о наличии обоих этих факторов.

3. Для предотвращения отложений необходимо повысить эффективность работы пылеуловителей и фильтров-сепараторов, а трубопровод эксплуатировать при числах Re больших $Re \approx 54 \cdot 10^6$.

Представленный анализ лежит в основе предлагаемой методики диагностики внутренней полости газопроводов. Она состоит в выполнении определенных действий.

1. *Формирование базы первичных исходных и расчетных данных.* Рассчитываются значения всех параметров, входящих в (2) и определяющих число Re . Эти параметры находятся для возможно большего количества различных технологических режимов работы газопровода в оцениваемый период времени.

2. *Формирование функциональных рядов.* Рассчитываются соответствующие друг другу значения Re и $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, и из них составляется подлежащий дальнейшей обработке функциональный ряд. При этом для каждого технологического режима определяется гидродинамический режим течения газа, и имеющиеся значения Re и $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ распределяются по двум группам, соответствующим квадратичному режиму и режиму смешанного трения. Каждая группа должна содержать не менее, чем $7 \div 10$ различных технологических режимов работы трубопровода.

3. *Аппроксимирование полученных функциональных рядов с количественной оценкой гидравлического сопротивления трубопровода.* Аппроксимирование выполняется с помощью программного продукта Microsoft Excel: при расположении обрабатываемых точек по некоторой кривой, даже нечетко определяемой — полиномом второй степени; если вид конфигурации, образованной точками на координатной сетке, не соответствует кривой, то используется полином третьей степени.

натном поле, визуально не определяется, зависимость $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ считается линейной — в виде прямой, параллельной оси Re .

- При линейной зависимости полученные данные принимаются за измерения одной и той же величины $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ и обрабатываются по рассмотренной выше методике, применительно к определению истинного значения $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ при квадратичном режиме. Количественное значение параметра $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ в этом случае находится по (5) с определением его вероятной погрешности ε .

- При криволинейном характере зависимости $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ из обрабатываемых данных устраняются те, которые содержат грубые ошибки. Устранение проводится ранее рассмотренным способом для режима смешанного трения. Данные, не содержащие грубых ошибок, аппроксимируются полиномом второй степени.

Количественное значение диагностируемого параметра $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ в этом случае представляется полученной аппроксимирующей зависимостью, достоверность которой устанавливается в ходе аппроксимирования.

4. *Определение отложений и их вида.* О возможном присутствии отложений свидетельствует превышение найденных выше (п. 3) значений $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, над отношением (λ/D^5) , рассчитанным на основе (3) или (4). Вид отложений определяется по характеру зависимости $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ и по соотношению Δ и α_λ , где α_λ — абсолютная погрешность расчета $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ по (2); Δ — отклонение обрабатываемых $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ без грубых ошибок от $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, определенных либо по (5), при линейном виде $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$, либо, при тех же Re , — по аппроксимирующей зависимости.

При линейном виде зависимости $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ отложения присутствуют, если $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ по (5) больше (λ/D^5) , рассчитанного по (3), и они являются:

- при $(\Delta \leq \alpha_\lambda)$ — отложениями гидратов, если на некоторых участках трубопровода соблюдаются условия для их образования. В противном случае повышена шероховатость трубопровода или при расчете (λ/D^5) неверно выбрана эквивалентная шероховатость k ;

- при $(\Delta > \alpha_\lambda)$ — присутствуют механически неустойчивые отложения, которые содержат включения, находящиеся в динамическом равновесии «отложения — выноса»; также возможны гидраты, при наличии условий для их образования, и повышенная шероховатость трубопровода.

При криволинейном виде зависимости $(\lambda/D^5)_{\text{эф}} = f(Re)$ отложения присутствуют, если $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$, рассчитываемые по аппроксимирующей зависимости, больше (λ/D^5) , определенных при тех же Re по (4), и они являются:

- при $(\Delta \leq \alpha_\lambda)$ — отложениями гидратов, если на некоторых участках трубопровода соблюдаются условия для их образования; в противном случае — повышена шероховатость трубопровода или при расчете (λ/D^5) неверно выбрана эквивалентная шероховатость k ;

- при $(\Delta > \alpha_\lambda)$ присутствуют механически неустойчивые отложения, которые содержат включения, находящиеся в динамическом равновесии «отложения — выноса» с доминированием процесса отложения или выноса в зависимости от повышения или снижения $(\lambda/D^5)_{\text{эф}}$ по мере увеличения Re ; также возможно гидраты, при наличии условий для их образования, и повышенная шероховатость трубопровода.

Таким образом, методика применима к отдельным участкам газопроводов, в начале и конце которых организовано измерение давления и температуры транспортируемого газа. Такие средства измерения присутствуют на всех КС, а также на большинстве линейных кранов, что позволяет диагностировать состояние магистралей

по перегонам между КС и по менее протяженным участкам, что повышает эффективность диагностики, особенно при определении мест расположения отложений.

Диагностический вывод по характеру отложений может уточняться контрольным анализом посторонних включений в газе на входе и выходе газопровода.

Список литературы

1. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов / Р. А. Алиев [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
2. Румшиский Л. З. Математическая обработка результатов эксперимента: справочное руководство. – М.: Наука, 1971. – 192 с.
3. Повх И. Л. Техническая гидромеханика. 2-е изд. доп. – Л.: Машиностроение, 1976. – 504 с.
4. Справочник работника магистрального газопровода / Под ред. С. Ф. Бармина. – 2-е изд., доп. и перераб. – Л.: Недра, 1974. – 431 с.

Сведения об авторе

Перевощиков С. И., д. т. н., консультант кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел: 8(3452)467480

Information about the author

Perevoshchikov S. I., Doctor of Engineering, Consultant at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)467480.

УДК 681.324

РАЗВИТИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АККУМУЛИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ РЕЛЬЕФНОГО ГАЗОПРОВОДА С УЧЕТОМ СИЛЫ ИНЕРЦИИ

DEVELOPMENT OF ANALYTICAL APPROACHES FOR DETERMINATION OF STORAGE CAPACITY OF RELIEF GAS PIPELINE TAKING INTO ACCOUNT INERTIA FORCE

Н. К. Юрков Р. А. Штыков

N. K. Yurkov, R. A. Shtykov

Пензенский государственный университет, г. Пенза

Муромский институт Владимирского государственного университета, г. Муром

Ключевые слова: газ; инерция; трубопровод; давление; расчет

Key words: gas; inertia; pipeline; pressure; calculation

Содержащееся в участке длиной l количество газа зависит от многочисленных параметров состояния газопровода (ГП). Его массу можно определить по формуле [1, 2]

$$M_a = \int_0^l \rho(x) F dx = \frac{F}{ZRT} \int_0^l p(x) dx.$$

Если ввести среднее значение давления по длине l ГП, то формула принимает вид

$$M_a = \frac{Fl}{ZRT} \frac{1}{l} \int_0^l p(x) dx = \frac{Fl}{ZRT} p_{cp}.$$

Таким образом, с математической точки зрения определение аккумулирующей способности ГП сводится к задаче об определении среднего по длине значения давления в элементарном участке.

Чтобы вычислить $p_{cp} = \frac{1}{l} \int_0^l p(x) dx$, обратимся к зависимости

$$\frac{A - p^2}{Gp^3 + \Lambda p} dp = dx.$$