

ОЧИСТКА И ВНУТРИТРУБНАЯ ДИАГНОСТИКА ГАЗОПРОВОДОВ-ОТВОДОВ, НЕ ОБОРУДОВАННЫХ СТАЦИОНАРНЫМИ КАМЕРАМИ ПРИЕМА-ЗАПУСКА ВНУТРИТРУБНЫХ УСТРОЙСТВ

УДК 621.643

А.Б. Ганбаров, к. т. н., ДОО «Газпроектинжиниринг» (Воронеж, РФ), ganbarov@gasp.ru

А.Ю. Шагинян, к. т. н., ДОО «Газпроектинжиниринг», a.shaginyan@rnd.gasp.ru

Я.А. Власенко, ДОО «Газпроектинжиниринг», y.vlasenko@rnd.gasp.ru

Н.М. Максимов, ДОО «Газпроектинжиниринг», n.maksimov@rnd.gasp.ru

На сегодняшний день практически все эксплуатируемые ПАО «Газпром» газопроводы-отводы (ГО) диаметром менее 300 мм не оборудованы стационарными камерами приема-запуска внутритрубных устройств (ВТУ) и не дают возможности провести внутритрубную очистку, качественное внутритрубное техническое диагностирование и получить комплексную информацию о состоянии труб газопровода. Решением данной проблемы является временное подключение камер приема-запуска устройств очистки и внутритрубной диагностики (ВТД) заводского изготовления к действующему газопроводу через шаровые краны подземной установки с последующим демонтажем камер без сброса газа в атмосферу, что обеспечивает снижение риска негативного воздействия на окружающую среду, повышает безопасность и защищенность населения. Специалистами ДОО «Газпроектинжиниринг» по поручению ООО «Газпром трансгаз Москва» были разработаны унифицированные проектные решения (УПР) по проведению ВТД линейной части магистральных газопроводов.

В статье представлены результаты выполненного проектировщиками анализа возможностей применения разработанных проектных решений для ГО малых диаметров; рассмотрены условия проведения работ по подключению камер для запуска и приема средств очистки и диагностики трубопроводов; приведена полученная расчетная модель, позволяющая определить предполагаемые причины отказа, а также параметры процесса, обеспечивающие эффективный режим выполнения работ по предлагаемому методу в конкретных условиях эксплуатации.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОПРОВОДЫ-ОТВОДЫ, ВНУТРИТРУБНЫЕ УСТРОЙСТВА ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ, ПЕРЕНОСНЫЕ КАМЕРЫ ПРИЕМА-ЗАПУСКА, УЗЕЛ ДРОССЕЛИРОВАНИЯ, ЗОНЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, БЕЗГИДРАТНЫЙ РЕЖИМ, РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ.

Газопроводы-отводы являются важной составляющей газотранспортной системы ПАО «Газпром». Они, как правило, одноточечные, в связи с чем у эксплуатирующей организации возникает ряд ограничений по проведению ремонтных работ, особенно в части сроков. Протяженность газопроводов ПАО «Газпром» различного назначения, технически не приспособленных к ВТД, составляет 63,3 тыс. км, или 39,9 % всей газотранспортной системы [1], основная доля газопроводов – 36,4 тыс. км – приходится на ГО. Более 50 % ГО имеют срок экс-

плуатации более 20 лет, требуют постоянного мониторинга технического состояния и, при необходимости, ремонта.

Основными методами обследования ГО являются комплексная электрометрия и обследования состояния изоляционного покрытия трубы в шурфах. Однако эти методы не дают достаточно полной информации о количестве дефектов, толщине стенки труб и необходимости своевременного проведения ремонтных работ. Наиболее информативным методом обследования представляется ВТД трубопроводов.

До 2005 г. очистка и диагностика методом ВТД на ГО малого диаметра практически не осуществлялась, отсутствовали аттестованные в установленном ПАО «Газпром» порядке ВТУ диаметром менее 300 мм. В настоящее время в Реестре ПАО «Газпром» представлен широкий выбор аттестованных ВТУ очистки и диагностики трубопроводов малых и средних диаметров, применение которых предполагает выполнение комплекса работ по подключению временных камер для запуска и приема средств очистки и ВТД.

Ganbarov A.B., Ph.D. in Engineering Science, Gasprojectengineering SOJSC (Voronezh, RF), ganbarov@gasp.ru

Shaginyan A.Yu., Ph.D. in Engineering Science, Gasprojectengineering SOJSC, a.shaginyan@rnd.gasp.ru

Vlasenko Ya.A., Gasprojectengineering SOJSC, y.vlasenko@rnd.gasp.ru

Maksimov N.M., Gasprojectengineering SOJSC, n.maksimov@rnd.gasp.ru

Cleaning and in-line inspection of gas pipeline branches not equipped with stationary scraper receiving and launching stations

At present almost all gas pipeline branches (GPB) with a diameter less than 300 mm operated by Gazprom PJSC, are not equipped with stationary scraper receiving and launching stations and do not allow carrying out an in-line cleaning, high-quality in-line technical diagnostics and obtaining comprehensive information about the condition of pipes of the gas pipeline. The solution to this problem is a temporary connection of factory-built scraper receiving and launching stations to the existing gas pipeline through the ball valves of an underground installation with subsequent disassembly of the stations without discharging gas into the atmosphere, which ensures that the risk of a negative impact upon the environment is reduced and that the safety and security of the people are increased. By order of Gazprom Transgaz Moskva, experts of Gasprojectengineering SOJSC developed unified design solutions (UDS) to carry out an in-line inspection of the linear part of main gas pipelines.

The article presents the results of the analysis performed by the designers which is dedicated to the feasibility of application of the developed design solutions for GPB with small diameters; the article reviews the operating conditions for the connection of in-line scraper receiving and launching stations; the article presents the obtained calculation model which allows establishing possible causes of failure and process parameters which ensure an effective operating mode with the use of the proposed method in specific operating conditions.

KEY WORDS: GAS PIPELINE BRANCHES, IN-LINE SCRAPERS, MOBILE RECEIVING AND LAUNCHING STATIONS, THROTTLING ASSEMBLY, HYDRATE FORMATION ZONES, NO-HYDRATE REGIME, CALCULATION MODEL.

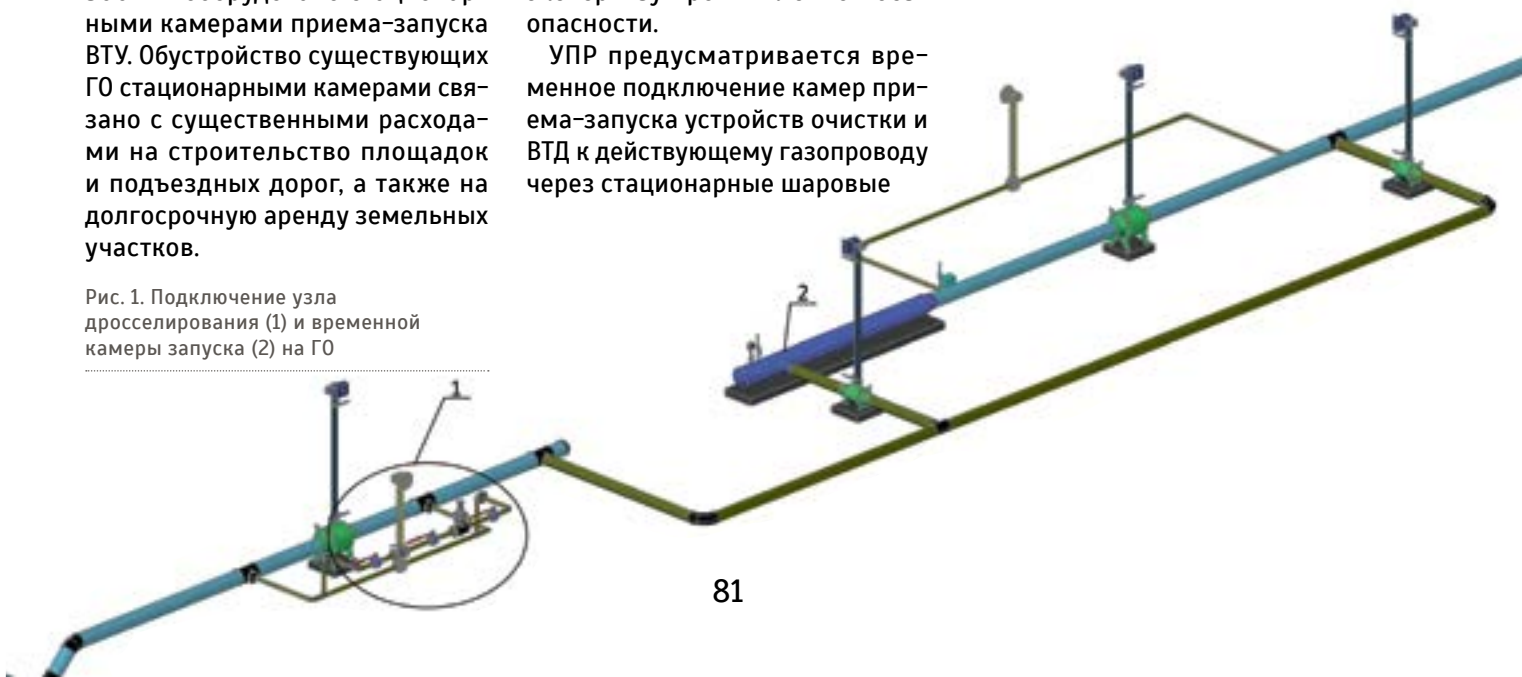
Учитывая, что газопроводы малых диаметров в меньшей степени подвержены стресс-коррозионным процессам, основной задачей технической диагностики является прогнозирование возможности более длительного срока безопасной эксплуатации газопроводов и удовлетворение требований к точности и достоверности информации, результатов ВТД. В соответствии с требованием СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [2] лишь незначительное количество ГО диаметром менее 300 мм оборудовано стационарными камерами приема-запуска ВТУ. Обустройство существующих ГО стационарными камерами связано с существенными расходами на строительство площадок и подъездных дорог, а также на долгосрочную аренду земельных участков.

ООО «Газпром трансгаз Москва» в соответствии с планом НИОКР была организована работа по созданию методологической основы применения переносных камер. Специалистами ДОО «Газпроектинжиниринг» совместно с ОАО «Оргэнергогаз» разработаны унифицированные проектные решения (УПР) «Установка переносных камер приема-запуска для технологии выполнения работ по проведению ВТД ЛЧМГ. Техническое перевооружение». В 2016 г. УПР прошли экспертизу промышленной безопасности.

УПР предусматривается временное подключение камер приема-запуска устройств очистки и ВТД к действующему газопроводу через стационарные шаровые

краны подземной установки с последующим демонтажем камер и приводов кранов. После проведения работ по внутритрубной дефектоскопии и очистке камеры оборудование для сбора продуктов очистки перемещается на следующий участок МГ. Применение решений с использованием временных камер приема-запуска не требует отвода земель в постоянное пользование. Монтаж и демонтаж камер, а также подключение и отключение осуществляются практически без сброса

Рис. 1. Подключение узла дросселирования (1) и временной камеры запуска (2) на ГО



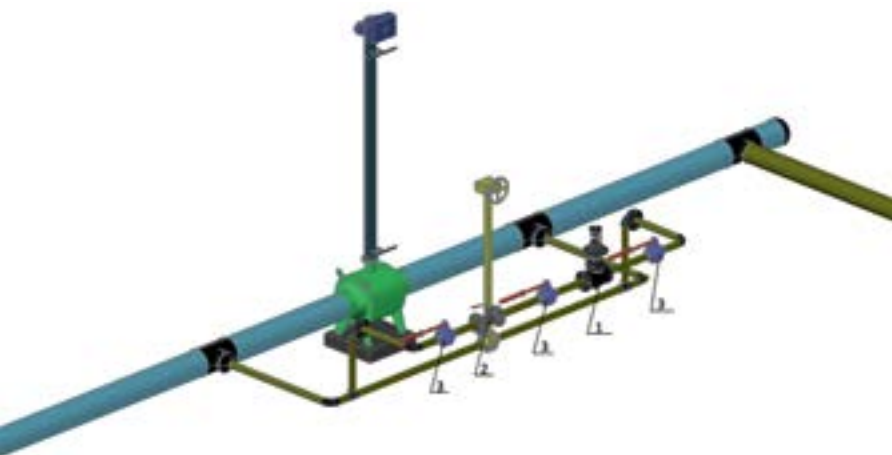


Рис. 2. Узел дросселирования:
1 – дроссельный (регулирующий) клапан; 2 – устройство измерения расхода газа; 3 – запорная арматура

Химический состав природного газа

Газ	Химическая формула	Средний состав газа, %, по объему
Метан	CH ₄	94,55
Этан	C ₂ H ₆	1,34
Пропан	C ₃ H ₈	0,72
Бутан	C ₄ H ₁₀	0,10
Изобутан	C ₄ H ₁₀	0,14
Углекислый газ	CO ₂	0,03
Сероводород	H ₂ S	–
Азот	N ₂	2,97
Кислород	O ₂	0,15

природного газа из диагностируемого трубопровода в атмосферу.

Поскольку работы по очистке и диагностике газопроводов проводятся в теплый период года, часто возникает проблема недостаточной скорости транспортируемого газа для запуска и дальнейшего движения устройств очистки и проведения диагностики. Для решения данной проблемы предлагается применение мобильного узла дросселирования, посредством которого осуществляются снижение давления газа и увеличение скорости его потока. При

дросселировании природного газа возможны конденсация углеводородов, воды и образование кристаллогидратов. При этом существует вероятность отложения кристаллогидратов в корпусе регулятора и газопроводах, что может привести к нарушению гидравлического режима работы байпасной линии и остановке ВТУ в ГО.

Условия применения предлагаемого способа более подробно рассмотрены на примере ГО DN 200 протяженностью 10 км. Узел дросселирования и времен-

ная камера приема-запуска расположены на узле подключения ГО к МГ на 0-м км (рис. 1).

В состав узла дросселирования входят: устройство измерения расхода газа (УИРГ), дроссельный (регулирующий) клапан и запорная арматура (рис. 2).

Необходимость установки блока подогрева газа (состав представлен в таблице) определяется по результатам расчетов. Количество H₂O принято в соответствии с СТО Газпром 089–2010 [3].

По данным изготовителей средств ВТУ, минимальная скорость газа для запуска ВТУ составляет 0,4–0,5 м/с. Для определения возможного изменения скорости потока газа в зависимости от падения давления при дросселировании в программном комплексе «Гидросистема» была разработана расчетная модель со следующими исходными данными: расход газа 1500 нм³/ч; давление газа до регулятора давления $p_1 = 5,4$ МПа; давление газа после регулятора $p_2 = 0,7$ МПа; температура газа до регулятора $t_1 = 0$ °С. По результатам моделирования определена скорость газа после регулятора давления в зависимости от перепада давлений (рис. 3).

Расчеты показывают, что для запуска ВТУ (в заданных условиях) и дальнейшего их движения необходимо понизить давление

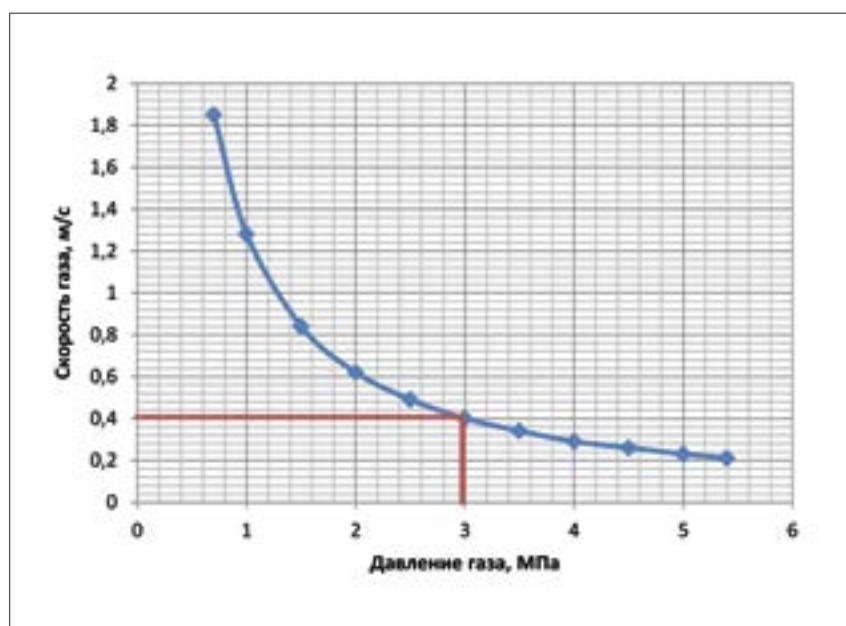


Рис. 3. График зависимости скорости газа от давления при $Q = 1500$ нм³/ч

как минимум до 3 МПа (рис. 3). В результате процесса дросселирования происходит падение давления, а следовательно, и температуры газа. Для проверки возможности образования гидратов и выпадения жидкой фазы произведен расчет параметров транспортируемого газа (в программе HYSYS). На основе полученных расчетных данных построены кривые образования гидратов и выпадения жидкой фазы углеводородов (рис. 4), для наглядности приведены кривые изменения параметров газа, полученные в результате процесса дросселирования при значениях начальной температуры газа $T_1 = 0; 5; 10$ °С.

Рассматриваемый пример показывает, что при редуцировании природного газа, имеющего начальную температуру 0 и 5 °С, с давления 5,4 до 3,0 МПа происходит снижение температуры, при которой возможно образование гидратов. При редуцировании природного газа с начальной температурой 10 °С и выше при тех же параметрах изменения давления процесс протекает вне зоны гидратообразования. При этом область выпадения жидкой фазы углеводородов при данных параметрах природного газа остается недостижимой и, следовательно, не оказывает негативного влияния на предлагаемый способ.

Таким образом, разработанная специалистами ДОО «Газпроект-инжиниринг» расчетная модель позволяет определить теплотех-

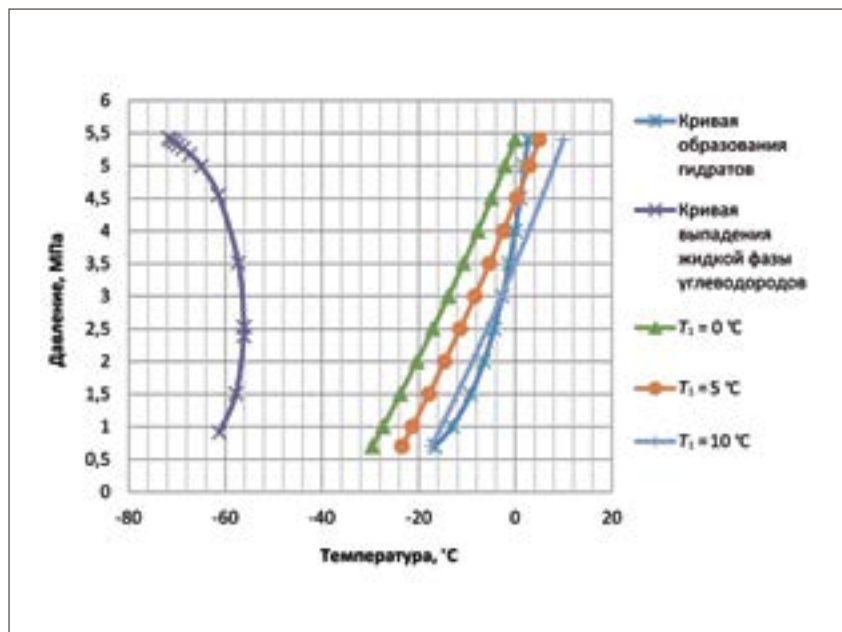


Рис. 4. График зависимости температуры газа от давления газа

нические и гидравлические параметры процесса, обеспечивающие безгидратный режим проведения работ по очистке и ВТД ГО предлагаемым способом в конкретных условиях эксплуатации.

Проведение очистки и ВТД ГО с применением временного узла дросселирования и переносных камер для приема и запуска ВТУ позволяет:

- обеспечить безопасность проведения работ по очистке и диагностике газопроводов путем применения заводских материалов и устройств;
- улучшить гидравлический режим работы ГО малого диаметра;
- снизить затраты на профилактическое введение в ГО ингибито-

ра процесса кристаллогидратного образования;

- осуществить работы по очистке и диагностике силами эксплуатирующей организации;
- получить информацию о состоянии труб газопровода в целях проведения ремонтных работ и продления срока безопасной эксплуатации;
- значительно снизить потери природного газа и экологические платежи (за сброс газа в атмосферу при проведении работ по подключению переносных камер для запуска и приема ВТУ);
- увеличить частоту использования заводских камер в течение срока их безопасной эксплуатации. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Велиулин И.И., Решетников А.Д., Ремизов Д.И. и др. Анализ эффективности диагностических и ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов // Газовая промышленность. 2011. № 6. С. 57–59.
2. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/49/49848/ (дата обращения: 17.06.2017).
3. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. М.: ОАО «Газпром», 2010. 19 с.

REFERENCES

1. Veliulin I.I., Reshetnikov A.D., Remizov D.I., et al. Analysis of the Efficiency of Diagnostics and Repair Works at the Linear Part of Main Gas Pipelines. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2011, No. 6, P. 57–59. (In Russian)
2. Gazprom Company Standard 2-3.5-051-2006. Process Design Standards of Main Gas Pipelines [Electronic source]. Access mode: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/49/49848/ (Access date: June 17, 2017). (In Russian)
3. Gazprom Company Standard 089–2010. Natural Combustible Gas Supplied and Transported in Main Gas Pipelines. Technical Conditions. Moscow, Gazprom OJSC, 2010, 19 pp. (In Russian)