

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

1956

1

ГОСТОПТЕХИЗДАТ

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
<i>Евсеевко М. А.</i> Всемерно развивать газовую промышленность.	1

ГЕОЛОГИЯ И ДОБЫЧА

<i>Савченко В. П., Козлов А. Л.</i> Вопросы рациональной разведки газовых месторождений.	5
<i>Генкин М. А., Ермилов В. И., Хейн А. Л.</i> Методика оптимальной перфорации газовых скважин	9

ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

<i>Гинзбург Д. Б., Полубояринов Г. Н.</i> Состояние и перспективы развития техники-газификации твердого топлива	12
<i>Волонихин Ю. В.</i> За широкое развитие сланцеперерабатывающей промышленности	17

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ И ПРЕДПРИЯТИЙ

<i>Заровный П. Б.</i> Газификация городов РСФСР.	21
<i>Левин А. М.</i> Расчетные режимы давления газа в сетях низкого давления	24
<i>Мильштейн А. Я.</i> Уплотнение раструбов чугунных газопроводов	30
<i>Зарембо К. С.</i> Неметаллические газопроводы	33

ПЕРЕРАБОТКА ГАЗА

<i>Халиф А. Л., Еременко В. С.</i> О направлении развития газобензиновой промышленности.	36
--	----

ИНОСТРАННАЯ ТЕХНИКА

Подземное хранение в водоносных пластах	40
---	----

Адрес редакции: Третьяковский проезд, д. 1/19.
Тел. Б 1-61-53.

Редакционная коллегия

АЛЕКСАНДРОВ А. В., БОКСЕРМАН Ю. И., ВОЛОНИХИН Ю. В., ГИНЗБУРГ Д. Б., ЗАРЕМБО К. С. (зам. редактора), ЗАРОВНЫЙ П. Б., ИВАНОВ А. К. (редактор), КАЛМЫКОВ Н. В., КОЗЛОВ А. Л., РААБЕН В. Н. (зам. редактора), САВЧЕНКО В. П., СМИРНОВ А. С., СМИРНОВ С. А., СЕМЕНОВ Н. Н., ТЕСНЕР П. А., ШАМАРДИН Н. Н.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Е Ж Е М Е С Я Ч Н Ы Й
ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
Ж У Р Н А Л

1

Январь, 1956

ОРГАН МИНИСТЕРСТВА НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР,
МИНИСТЕРСТВА КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА РСФСР
И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Всемерно развивать газовую промышленность

М. А. ЕВСЕЕНКО

Министр нефтяной промышленности

«Главные задачи шестого пятилетнего плана развития народного хозяйства СССР состоят в том, чтобы на базе преимущественного развития тяжелой промышленности, непрерывного технического прогресса и повышения производительности труда обеспечить дальнейший мощный рост всех отраслей народного хозяйства, осуществить крутой подъем сельскохозяйственного производства и на этой основе добиться значительного повышения материального благосостояния и культурного уровня советского народа»¹.

Одной из важнейших отраслей народного хозяйства, непосредственно связанной с улучшением бытовых условий жизни трудящихся, является газовая промышленность, развитию которой партия и правительство уделяют большое внимание.

Широкое использование газа в народном хозяйстве позволяет обеспечить повышение технического уровня топливоиспользования, роста производительности труда и значительно улучшить культурно-бытовые условия жизни трудящихся.

Особые технико-экономические преимущества имеет использование в народном хозяйстве природного газа. Если принять капитальные затраты на 1 т

условного топлива, себестоимость добычи и производительность труда в угольной промышленности за 100%, то капитальные вложения в добычу природных газов составляет 20%, или в 5 раз меньше, себестоимость добычи газа — 15%, или почти в 7 раз меньше, а производительность труда — 744%, или почти в 7,5 раз выше, чем при добыче угля.

Наша молодая газовая промышленность получила в последние годы большое развитие. Геологами и буровиками открыты крупные месторождения природных газов, наиболее значительные из которых обнаружены в Ставропольском крае, Украинской ССР, в районах Поволжья.

На базе вновь открытых месторождений природных газов сооружены магистральные газопроводы Саратов—Москва, Дашава—Киев—Брянск—Москва, Бугуруслан—Куйбышев, Арчеда—Сталинград и другие.

Для ликвидации имеющихся на промыслах потерь попутных нефтяных газов проводится работа по сбору газа, добываемого вместе с нефтью. Построены газопроводы от нефтяных месторождений Башкирской и Татарской автономных республик в города Уфу, Черниковск, Казань; от нефтяного месторождения в Зольном Куйбышевской области газ подан новому городу — Комсомольску (на Куйбышевгидрострое). Сооружается газопровод Казань—Горький.

¹ Из проекта Директив XX съезда КПСС по шестому пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1956—1960 годы.

Наряду с развитием добычи и использованием природных и нефтяных попутных газов в последние годы значительное развитие получила газосланцевая промышленность.

В Эстонской ССР и Ленинградской области построены крупные предприятия по переработке сланцев, снабжающие газом Ленинград, Кохтла—Ярве, Таллин.

В настоящее время вводится в действие Шекинский газовый завод, на котором впервые в СССР будет получаться высококалорийный газ из подмосковных углей с применением кислородного дутья.

Рост добычи и производства газа, транспорт его на значительное расстояние позволили в больших размерах увеличить газоснабжение городов.

Особенно резко возросло газоснабжение столицы нашей Родины — Москвы, где около 500 тыс. квартир снабжается газом, в то время как в 1940 г. газ получали только 60 тыс. квартир.

В городах и поселках Российской Федерации в настоящее время потребление газа и количество газифицированных квартир увеличились по сравнению с 1950 г. в 2,7 раза.

В результате использования газа вместо угля, дров и керосина население городов РСФСР только за один 1954 г. получило реальную экономию в своем бюджете в размере свыше 400 млн. руб., а за 1955 г. эта экономия составит более полумиллиарда рублей, не говоря о значительных удобствах, сбереженном труде и времени у многих миллионов трудящихся.

В газовой промышленности начинает развиваться весьма важная ее отрасль — переработка природного и попутного нефтяного газа. Наряду с расширением производства газового бензина, жидких газов и сажи начинается внедрение в производство новых процессов переработки газа. Уже приступлено к строительству крупных предприятий по получению из природных газов азотных удобрений, крайне необходимых для развития сельского хозяйства, пластических масс, синтетического каучука и других ценных продуктов.

Проведенные работы в области газовой промышленности являются только началом осуществления широкой газификации страны, так как темпы развития газовой промышленности еще явно недостаточны, они отстают от уровня и темпов развития других отраслей нефтяной промышленности и не соответствуют имеющимся для этого возможностям.

В разработанном ЦК КПСС проекте Директив XX съезда КПСС по шестому пяти летнему плану развития народного хозяйства СССР на 1956—1960 гг. указано: «Всемерно развивать газовую промышленность, увеличить использование газа в народном хозяйстве как химического сырья и топлива, а также для бытовых нужд».

Добыча природного и попутного газа должна возрасти в 1960 г. в 4 раза по сравнению с 1955 г., в том числе природного газа почти в 5 раз. Выработка газа из угля и сланца возрастет в 2 раза.

Наибольший рост добыча газа получит в Ставропольском крае, Украинской ССР и в районах РСФСР.

Для того чтобы обеспечить такой огромный рост добычи природных газов, необходимо прежде всего усилить геолого-поисковые и разведочные работы как по доразведке уже эксплуатируемых газовых площадей, так и по открытию новых газовых месторождений.

Возможности открытия новых газовых месторождений природных газов в нашей стране велики, что подтверждается открытием в последние годы при сравнительно небольших объемах разведочных работ крупнейших месторождений газа.

Проектом Директив XX съезда КПСС предусматривается увеличение за пятилетие при роста промышленных запасов газа на 85—90%.

В 1956—1960 гг. объем разведочного бурения составит 2,5 млн. м. Будут резко усилены разведочные работы на газ в районах Урала, Сибири, Ставропольского края, Коми АССР, Прикаспийской низменности, Поволжья, Украинской ССР и др.

В частности, в Сибири, на недавно открытом месторождении газа в районе Березово, Тюменской области, в новом пятилетии должно быть выполнено 210 тыс. м разведочного бурения и 170 тыс. м колонкового бурения. Значительно возрастает объем разведочных работ и в других районах.

Несомненно, что увеличение в ближайшие годы объема разведочных работ позволит резко увеличить запасы природных газов и тем самым еще более расширить базу газоснабжения народного хозяйства.

Большой объем работ должен быть осуществлен в новом пятилетии по улучшению использования попутных нефтяных газов. В настоящее время эти ресурсы используются еще неудовлетворительно. Особенно значительны потери в новых районах, где работы по сбору

и использованию газа отстают от общего развития промыслов.

Перед работниками нефтяной промышленности поставлена серьезнейшая задача — обеспечить в 1960 г. использование до 85% ресурсов попутных нефтяных газов.

Для выполнения этой задачи необходимо обеспечить строительство объектов сбора, транспорта и переработки газа на промыслах. Особенно значительный объем работ предстоит выполнить на нефтяных месторождениях Башкирской и Татарской автономных республик, где добыча нефти и газа в ближайшие годы еще более возрастет.

В районах нефтяных месторождений намечено построить большое количество новых газобензиновых заводов, призванных обеспечить извлечение из попутных нефтяных газов бензина и жидких газов. Между тем в этой области у нас отстает внедрение более эффективных методов отбензинивания газов, обеспечивающих более полный отбор из газа тяжелых углеводородов.

Важнейшее значение для обеспечения развития добычи природных и попутных нефтяных газов имеет строительство магистральных газопроводов. В 1956—1960 гг. намечено построить большое количество новых газопроводов, общей протяженностью около 9 тыс. км.

Наиболее крупным из строящихся является газопровод Ставрополь—Москва, первая очередь которого должна быть введена в действие в 1957 г. Пропускная способность этого газопровода в 10 раз превышает производительность газопровода Саратов—Москва, и ввод его в действие позволит значительно увеличить размеры газоснабжения Москвы. В 1955 г. построен участок этого газопровода от ставропольских месторождений до Ростова-на-Дону, в текущем году должен быть выполнен значительный объем строительно-монтажных работ по магистрали, компрессорным станциям и другим сооружениям.

Природный газ из месторождений Предкарпатья будет передан в города Белорусской ССР, Прибалтийских республик и в Ленинград, который получит второй мощный источник газоснабжения. Должны быть также построены газопроводы в Харьков, Новороссийск, Горький и другие города.

Технический уровень проектирования, строительства и эксплуатации магистральных газопроводов за последние годы значительно повысился; на строительстве внедрен поточный метод, новые

прогрессивные машины и механизмы, позволившие полностью механизировать все основные процессы: изоляцию и сварку труб, их спуск в траншею. Широко внедрен разработанный Институтом электросварки им. Е. О. Патона метод автоматической сварки труб, позволивший резко повысить производительность сварки и качество сварных соединений. Особенно важным является скорейшее внедрение в практику строительства трубопроводов нового метода электроконтактной сварки, позволяющего вести сварку труб непосредственно на трассе методом наращивания. Электроконтактной сваркой сварено уже свыше 300 км разных трубопроводов.

Значительный размах строительства магистральных газопроводов требует изготовления тонкостенных труб больших диаметров и мощных современных компрессоров для компрессорных станций. В изготавливаемых нашими заводами трубах в дальнейшем необходимо снизить толщину стенок и улучшить калибровку концов, так как это имеет первостепенное значение для широкого применения машин автоматической сварки.

В наших городах для строительства городских газовых сетей применяются трубы толщиной до 10 мм, в то время как для передачи газа по ним при низком и среднем давлениях требуются трубы со стенкой толщиной 4—5 мм. Переход на тонкостенные трубы для внутригородских разводящих сетей даст огромную экономию металла. Работы в этой области необходимо всемерно форсировать.

Увеличение размеров передачи газа по газопроводам требует скорейшего перехода на компрессоры большей мощности. В этих целях Министерство тяжелого машиностроения должно приступить к проектированию и изготовлению новых, более мощных газомоторных компрессоров (до 2000 л. с.) и компрессоров с приводом от газовых турбин мощностью 5000 л. с.

Кроме газопроводов природного и нефтяного попутного газа, предусмотрено также строительство в ближайшие годы газопроводов коксового газа в целях использования ресурсов этого газа для бытовых и промышленных нужд.

В 1956—1960 гг. должны быть выполнены работы по газификации 132 городов, в том числе по газификации заново 93 городов. Для выполнения этой огромной задачи должны быть выполнены работы по прокладке около 8 тыс. км городских газовых сетей и газифи-

кации 1250 тыс. квартир. Резко возрастут размеры газоснабжения крупных центров. Среди городов, которые впервые получают природный и попутный газ, можно указать Ленинград, Минск, Горький, Харьков, Воронеж, Ростов-на-Дону, Ворошиловград и другие.

Значительный, невиданный до сих пор объем работ по газификации городов требует усиления материальной базы местных советов и строительных организаций в республиках, занимающихся бытовой газификацией. Нельзя признать нормальным, когда работы по прокладке сетей и газификации квартир отстают от строительства магистральных газопроводов, в результате чего пропускная способность последних полностью не используется, а газификация квартир и коммунальных предприятий затягивается на длительный срок.

Совершенно недостаточно применяются на работах по газификации городов современные машины и механизмы (по автоматической сварке, машины по изоляции труб и др.). Необходимо также своевременно предусмотреть и осуществить мероприятия по обеспечению равномерного приема газа из магистральных газопроводов в летний период, когда резко падает бытовое потребление газа. В этом отношении важную роль может сыграть подземное хранение газа, в первую очередь в Москве и Ленинграде.

Для газоснабжения населенных пунктов намечено резко повысить использование жидких газов, вырабатываемых на газобензиновых и нефтеперерабатывающих заводах, так как этот метод газификации позволит обойтись без строительства дорогостоящих газовых магистралей и в то же время широко охватить газоснабжением города и поселки, удаленные от газовых месторождений и газопроводов.

Жидкими газами намечено снабдить города Молотов, Иркутск, Иваново, Ногинск, Ульяновск и другие. Практика широкого использования жидких газов для газоснабжения городов Украинской ССР, Москвы и других городов полностью подтвердила значительные технико-экономические выгоды этого метода.

Наряду с бытовым использованием газа, учитывая возросшие запасы природного газа, намече-

но широко применять газ в качестве топлива для электростанций и промышленных предприятий. Однако это не означает, что в промышленных печах и котлах можно сжигать газ неэкономно. Необходимо совершенствовать устройства для сжигания газа, добиваясь прекращения потерь тепла, имеющих место на многих предприятиях, где не считаются с расходом газа.

Вместе с тем мы не должны забывать, что природные и нефтяные попутные газы являются не только идеальным топливом, но и базой для производства необходимых для народного хозяйства химических продуктов: азотных удобрений, пластических масс, синтетического каучука, спиртов и др.

Поэтому весьма важное значение приобретает организация использования природных и попутных газов в качестве химического сырья. Синтетический аммиак из природного газа значительно дешевле, чем этот же продукт, получаемый из кокса и коксового газа. Ацетилен из природного газа также намного дешевле ацетилена, получаемого из карбида кальция. Тем не менее химическая переработка газа еще не получила надлежащего развития.

Необходимо обеспечить скорейшую реализацию постановления июльского Пленума ЦК КПСС, которым предусмотрено широкое использование природных газов для выработки химических продуктов, необходимых народному хозяйству.

Кроме развития промышленности природных газов, предстоит осуществить в ближайшие годы работы по сооружению предприятий, вырабатывающих газ из углей и сланцев и других видов твердого топлива, по усовершенствованию и развитию газогенераторного дела. Необходимо освоить в промышленном масштабе переработку сланцевых смол и в первую очередь производство сланцевых фенолов для литейной и деревообрабатывающей промышленности.

Задачи, поставленные перед работниками газовой промышленности в новом пятилетии, — сложны и ответственны. Коллективы предприятий газовой промышленности, как и все работники нефтяной промышленности, должны приложить все силы, чтобы обеспечить выполнение этих задач, направленных на дальнейшее усиление могущества нашей Родины и улучшение благосостояния нашего народа.

Вопросы рациональной разведки газовых месторождений

В. П. САВЧЕНКО, А. Л. КОЗЛОВ

Намеченное правительством резкое увеличение темпов развития газовой промышленности вызывает необходимость наращивания запасов природного газа и своевременной и полноценной подготовки газовых месторождений и залежей к разработке.

Успешное выполнение этих задач требует максимального повышения эффективности геолого-разведочных работ по поискам и разведке газовых месторождений и правильного использования метража, выделяемого для разведки газовых месторождений.

За последнее время советскими учеными выяснен ряд особенностей формирования газовых залежей; смещение газовых залежей, зависимость образования залежей от степени обогащения газом подземных вод и др. Очень существенно изменились принципы разработки газовых месторождений: батарейное расположение скважин вместо равномерной сетки, научные методы установления рабочего дебита скважин и др. Введены или значительно усовершенствованы методы геологических и геофизических исследований: опорное бурение, нейтронный кароттаж и др. Все эти достижения при широком их использовании могут резко повысить эффективность и сократить сроки проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Разработана также новая методика рациональной разведки газовых месторождений, которая до настоящего времени остается еще малоизвестной широкому кругу разведчиков и совершенно недостаточно используется в практике разведки.

Задачей настоящей статьи является ознакомление читателей с рядом новых положений промышленной разведки газовых месторождений.

Одним из важных вопросов разведки является повышение эффективности разведочного бурения

на газ, так как иногда на разведку уже выявленного месторождения затрачиваются десятки глубоких скважин, разведка затягивается на несколько лет и в то же время не всегда получают полноценные данные, позволяющие подсчитать запасы по высоким категориям и составить обоснованный проект разработки. Следует подчеркнуть, что нередко число разведочных скважин, давших газ, превышает число необходимых эксплуатационных скважин. Таково, например, положение на Александровском месторождении в Ставрополье.

Основными задачами промышленной разведки являются подсчет запасов газа и подготовка месторождений к разработке.

Промышленная разведка газовых месторождений в настоящее время ведется методически, так же как и промышленная разведка нефтяных месторождений. Требования же, предъявляемые к промышленной разведке газовых и нефтяных месторождений, неодинаковы. В связи с этим и методика промышленной разведки этих месторождений должна быть различной.

Современные методы разработки нефтяных залежей, связанные с применением законтурного заводнения, требуют детальной разведки приконтурной части этих залежей с тем, чтобы выяснить возможность применения законтурного заводнения и в случае его применения правильно запроектировать положение рядов эксплуатационных и нагнетательных скважин. Известно также, что разработка нефтяных залежей в случае применения законтурного заводнения или интенсивного проявления водоносного режима производится от контура этой залежи к ее центральным частям, что также требует детальной разведки приконтурной части залежи с доведением запасов нефти этой залежи до категории А.

При разработке газовых залежей законтурное заводнение не применяется, а расположение эксплуатационных газовых скважин в связи с более легким по сравнению с нефтью передвижением газа по пласту приурочивается к повышенным частям структуры [1, 5, 6].

Поэтому для разведки приконтурной части газовой залежи с точки зрения подготовки ее к разработке следует затрачивать несравненно меньшее количество оконтуривающих скважин, чем для разведки той же части нефтяной залежи, особенно если продуктивно пласт распространяется по всей площади месторождения и структура его известна.

Можно указать, что отличие в этом отношении между нефтяными и газовыми месторождениями официально подтверждено в последней инструкции ГКЗ [2], в § 14 которой указано, что для нефтяных залежей контуры категории A_2 определяются по скважинам, давшим промышленную нефть, тогда как для газовых месторождений контуры категории A_2 в определенных случаях могут эксплуатироваться до внешнего контура газоносности.

Условия формирования залежей и существования газовых и нефтяных месторождений самым тесным образом связаны с подземными водами. Глубокое понимание взаимоотношения подземных вод и газо-нефтяных месторождений и широкое использование установленных закономерностей — одно из основных условий рациональной разведки газовых месторождений.

Большую экономию в заложении оконтуривающих скважин при разведке газовых залежей может дать изучение региональной гидрогеологии разведываемого продуктивного пласта, а также гидрогеологии этого пласта на разведываемой площади по данным специального испытания разведочных скважин, вскрывших газоносный пласт в его водоносной части.

Так, если на основании регионального изучения гидрогеологии будет установлено, что пластовые воды разведываемого продуктивного горизонта на данной площади являются застойными, т. е. неподвижными, то это будет означать, что газо-водяной контакт газовой залежи должен быть близок к горизонтальному. Кроме того, в этом случае по достоверному замеру напора воды в одной скважине и пластового давления газа в другой скважине по известным формулам [4] можно довольно точно рассчитать положение газо-водяного контакта.

При наличии движения воды продуктивного пласта газодонный контакт должен быть наклонным в сторону этого движения [7]. Замер напора воды продуктивного горизонта в двух-трех разведочных скважинах, давших воду в разных периферийных частях месторождения, в сочетании с замером пластового давления газа хотя бы в одной скважине позволит рассчитать наклон газо-водяного контакта и тем самым поможет правильно ориентировать дальнейшую разведку залежи.

При разведке газовых залежей в газонефтяных районах значительная часть разведочного метража затрачивается на бурение законтурных скважин с целью поисков подгазовых нефтяных залежей, причем эти скважины обычно бурятся по всей периферии залежи.

Знание гидрогеологии продуктивного пласта и в этом случае может сильно облегчить разведку залежи. Так, если имеют место движения воды разведываемого пласта, то подгазовая нефтяная залежь должна быть смещена в сторону этого движения [7]. Следовательно, в этом случае достаточно пробурить одну-две приконтурные скважины в той части газовой залежи, куда должна быть смещена нефтяная залежь, и если нефтяная залежь не будет здесь обнаружена, то это будет означать, что этой залежи нет по всей площади газовой залежи.

Исключительно важно знание гидрогеологии продуктивных толщ при разведке многопластовых газовых месторождений. Имеются месторождения, где количество газовых пластов достигает 10 и больше.

Разведывать газовую залежь каждого пласта такого месторождения применяющимися в настоящее время методами практически невозможно, так как нельзя в каждой разведочной скважине опробовать 10—15 газоносных горизонтов. Дело не только в том, что на такое опробование потребуется слишком много времени, но при таком порядке все разведочные скважины в конечном итоге будут простреляны против каждого горизонта и переведены на верхний горизонт. Следовательно, для эксплуатации нижних горизонтов эти разведочные скважины не будут пригодны. Естественно, что бурить самостоятельные разведочные скважины на каждый горизонт в пределах одной и той же площади также совершенно нерационально. В результате многопластовые месторождения газа оказываются весьма плохо подготовленными к разработке, а подсчет запасов газа по ним является обычно мало-

достоверным. Структура отдельных пластов проведенными разведочными скважинами может быть достаточно хорошо определена, но ввиду несовпадения контуров газовых залежей каждого пласта эти контуры по ряду пластов могут оказаться неизученными. Если же известна гидрогеология месторождения, то достаточно в одной центральной скважине определить пластовое давление газа по каждому пласту, а в одной или двух-трех периферийных скважинах изучить напор воды по этим пластам, чтобы на основании этих данных уверенно, и в некоторых случаях довольно точно определить положение газовой контактной поверхности и контура газоносности по каждому пласту.

Следует отметить, что описываемая здесь новая методика определения положения газовой контактной поверхности и контуров газоносности по данным замеров пластового давления газа и напора законтурных пластовых вод применима только в том случае, если при разведке месторождения до замера напора воды и давления газа в скважинах не допущено существенного нарушения установившегося в пластах за геологическое время равновесия между газом и жидкостью, что может произойти в результате аварийного фонтанирования скважин газом или водой или в результате большого отбора газа, нефти или воды из пластов в процессе пробной эксплуатации или для других целей. Значительное нарушение установившегося за геологическое время равновесия пластовых флюидов может иметь место при разработке соседних газовых или нефтяных залежей.

Из изложенного ясно, что при разведке надо избегать нарушения равновесия жидкости и газа в пласте до тех пор, пока не будет получено такое количество данных по пластовому давлению газа и напору законтурных вод, которое будет достаточно для определения положения газовой контактной поверхности и контуров газоносности по разведываемым газовым залежкам. Если вновь разведываемое месторождение находится в зоне взаимодействия с уже разрабатываемым месторождением, то при его разведке необходимо учитывать возможность «наведенного» наклона контактной поверхности — вода и нефть — вода [7].

Определение истинного начального пластового давления газа и истинного начального напора пластовых вод должно отличаться большой точностью, так как в зависимости от этой точности находится и точность определения положения газовой контактной поверхности.

Разведочные скважины в процессе промышленной разведки нефтяных и газовых залежей закладываются не только для их оконтуривания, но и на выявленной уже площади нефтеносности или газоносности. Некоторые из этих скважин получили название оценочных. Указанные скважины бурятся с целью получения данных, необходимых для составления рационального процесса разработки залежи. Главная же цель составления проекта рациональной разработки месторождения — это возможность эксплуатации месторождения по наименьшему числу скважин. Число разведочных скважин, пробуренных в пределах газоносной площади, должно быть меньше числа эксплуатационных скважин, требующихся в первые годы для разработки месторождения.

Однако в некоторых случаях на месторождениях сложного геологического строения, пересеченных разрывами, с резким изменением мощности или литологического состава продуктивных пластов для возможности точного подсчета запасов приходится бурить относительно большое количество разведочных скважин. И в этом случае, однако, при вдумчивом подходе можно сократить число разведочных скважин, например за счет детальных геофизических работ (сейсморазведки или гидроразведки, предложенной В. П. Яковлевым), проводимых уже после бурения первых разведочных скважин. Геофизические работы обычно проводятся у нас только для выявления структурных условий в стадии поисковых работ, но сейсморазведку, например, можно с успехом использовать и для детализации строения и в стадии промышленной разведки.

Газовое месторождение Бильче-Волица (Западная Украина) было открыто сейсморазведкой, которая дала общую конфигурацию поднятия. Детальная сейсморазведка, проведенная после сейсмокароттажа газовых глубоких скважин и соответствующего уточнения сейсмогеологических условий, позволила существенно уточнить структуру, в частности установить наличие разрывов небольшой амплитуды (20—30 м), которые скважинами не могли быть прослежены.

Детальная разведка и подсчет запасов газа высокой точности необходимы для месторождений в новом районе, величина запасов которых является решающей для строительства крупных газопроводов или предприятий, пользующихся газом. Можно не стремиться к особой точности подсчета запасов газа в мелких месторождениях, особенно если они расположены рядом с крупными месторождениями.

С этой точки зрения число разведочных скважин, пробуренных на Казинском месторождении в Ставрополе, несомненно, излишне велико.

Как уже отмечалось нами [1, 5], не всегда необходимо стремиться детальнейшим образом изучить месторождение в стадии разведки. Решение некоторых вопросов и уточнение запасов довольно часто целесообразно перенести на стадию эксплуатации месторождения.

Мы должны подчеркнуть, однако, что излишества в детальности разведки, которые приводят к значительным затратам и замедлению разведки, выражаются в основном в излишнем числе разведочных скважин, но отнюдь не в детальности изучения самих скважин и точности замеров, производимых в скважинах. Наоборот, именно повышение точности замеров давления газа, напоров и минерализации пластовых вод, тщательное всестороннее исследование газовых скважин и т. д. определяют возможность сокращения числа скважин и, следовательно, удешевят и ускорят разведку. Во многих случаях 2—3 точных замера напора пластовых вод, затраты на которые исчисляются сотнями рублей или в случае необходимости спуска колонны тысячами рублей, могут заменить бурение нескольких глубоких скважин стоимостью в несколько сотен тысяч или даже миллионов рублей.

Из изложенного следует, что при промышленной разведке газовых залежей требуется заложение меньшего количества разведочных скважин (особенно оконтуривающих), чем при промышленной разведке нефтяных залежей. Необходимо только правильно организовать проведение разведочных работ с тем, чтобы от каждой пробуренной скважины было получено все, что она может дать для выяснения залегания газа в пластах.

Для повышения эффективности разведочных работ на газ необходимо тщательное составление проектов разведки газовых месторождений, полностью учитывающих современные достижения науки

и техники; нужно ясно понимать цели и возможности разведки, и повышать точность всех замеров и определений, проводимых в скважинах; внедрять в практику разведки основные геологические и гидрогеологические расчеты, примеры которых мы указали выше.

За счет уменьшения числа скважин, бурящихся для разведки выявленных месторождений, в соответствующих случаях можно будет существенно увеличить число поисковых и разведочных скважин на новых площадях, что поможет решить основную задачу, стоящую перед газовой промышленностью, — резко увеличить выявленные запасы природных газов и открыть новые газоносные районы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брискман А. А., Иванов А. К., Козлов А. Л., Минский Е. М., Палта Р. С., Раабен В. Н., Ходанович И. Е., Шахназаров М. Х. Добыча и транспорт газа. Гостоптехиздат, 1955.
2. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газов. ГКЗ, Гостоптехиздат, 1955.
3. Козлов А. Л. Классификация и методика подсчета запасов газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1947.
4. Козлов А. Л., Корценштейн В. Н. и Савченко В. П. Означении и методике изучения напоров подземных вод, НХ, № 10, 1954.
5. Козлов А. Л. и Минский Е. М. Основные принципы рациональной разработки газовых месторождений. Труды ВНИИгаза. «Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений». Гостоптехиздат, 1953.
6. Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. Гостоптехиздат, 1948.
7. Савченко В. П. Смещение газовых и нефтяных залежей. НХ, № 12, 1952, № 1, 1953.

Методика оптимальной перфорации газовых скважин

М. А. ГЕНКИН, В. И. ЕРМИЛОВ, А. Л. ХЕЙН

Одним из основных принципов рациональной разработки газовых месторождений является создание газовых скважин с высокими рабочими дебитами при минимальных потерях давления в пласте и в стволе скважины [1].

Важным условием для создания такого рода скважин является обеспечение оптимальной конструкции их забоев.

Для скважин с перфорированным забоем это условие в значительной степени сводится к реализации оптимальных норм перфорации.

В силу того, что условия перфорации и геолого-технической характеристики пласта и скважины сильно варьируют от месторождения к месторождению, единые нормы перфорации не могут быть установлены.

По сути дела, оптимальные нормы перфорации должны устанавливаться с учетом индивидуальных особенностей каждого месторождения и даже каждой отдельной скважины.

Это может быть достигнуто путем проведения поэтапной перфорации с испытанием скважины на приток после каждого этапа перфорации.

Однако проведение поэтапной перфорации технически невозможно при существующем способе перфорации, когда необходимым условием ее проведения является заполнение скважины тяжелой жидкостью.

В 1951 г. ВНИИгаз разработал новый способ перфорации газовых скважин без заполнения их тяжелой жидкостью [2].

Этот новый способ открыл возможность достижения оптимальной перфорации газовых скважин, так как обеспечил техническую возможность проведения последовательной многоэтапной перфорации в газовой среде, устранив вредную для притока глинизацию призабойной зоны пласта и опасность выбросов вследствие насыщения газом глинистого раствора в скважине.

В том же году на одной из газовых скважин Западной Украины с пластовым давлением 100 ат были успешно проведены исследования по достижению оптимальной перфорации.

Эти исследования проводились совместно с ЦНИЛ объединения Укргаз на основе многоэтапной перфорации в газовой среде с испытанием скважины после каждого этапа перфорации [3].

В последующие годы ЦНИЛ объединения Укргаз такого рода работы были проведены еще на ряде скважин.

Целью настоящей статьи является описание усовершенствования оборудования и методики проведения многоэтапной перфорации в газовой среде и результатов применения этой методики на ряде скважин одного из газовых месторождений Ставрополя.

Для усовершенствования оборудования и методики проведения перфорации в газовой среде Ставропольской промыслово-геофизической конторой в 1953 г. была создана производственно-тематическая партия, которая проводила свою работу под научно-техническим руководством ВНИИ.

В 1953 г. авторы настоящей статьи совместно с инженерами О. В. Вирчанским и В. М. Бражниковым при участии руководителей Ставропольской промыслово-геофизической конторы Г. Д. Ильина и А. Н. Максименко усовершенствовали созданное в 1951 г. [2] оборудование и провели многоэтапную перфорацию одной из газовых скважин Ставрополя. Это усовершенствование сводилось к перенесению блок-баланса на лубрикатор с креплением его на специальном кронштейне, что значительно облегчило и ускорило проведение перфорации, так как отпала необходимость в сооружении специального помоста для установки блок-балансов. В дальнейшем было введено шарнирное крепление лубрикатора, что позволило вводить перфоратор и выводить его из лубрикатора снизу.

Благодаря этим усовершенствованиям удалось обеспечить возможность проведения всех работ по спуску и подъему перфоратора на земле без применения каких-либо подъемных устройств и высоко поднятых над землей рабочих площадок.

В результате дополнительной поэтапно проведенной перфорации газовой скважины в Ставрополе дебит ее возрос на 30 %.

В 1955 г. были проведены работы по оптимальной перфорации другой скважины газового месторождения Ставрополя¹.

¹ Помощь в проведении исследования оказали М. В. Трегубов, К. А. Белов и И. С. Бабаян, Н. А. Мариампольский, А. Н. Яров.

Газоносный горизонт здесь представлен в верхней своей части сплошными тонкозернистыми песками, а нижняя часть его выражена чередованием очень тонких прослоев песков и глин. На каротажной диаграмме пачка переслаивания по своей характеристике практически почти не отличается от глин. Для таких сложных газоносных горизонтов установление оптимальных норм перфорации особенно важно.

Скважина имеет 12" обсадную колонну, перекрывающую продуктивный горизонт, и 8" эксплуатационную колонну, спущенную до кровли газоносного горизонта.

Давление на устье скважины было 63 ати.

Для проведения работ по перфорации под давлением устье скважины было оборудовано по схеме, изображенной на рис. 1.

Такая обвязка устья дала возможность не только производить перфорацию забоя, но и наблюдать изменения дебита скважины в процессе перфорации, проводя промежуточные измерения дебита диафрагменным измерителем критического истечения газа (прувером).

В процессе перфорации и испытаний скважины проводились тщательные наблюдения за выносом песка и воды при различных расходах газа. Эти наблюдения осуществлялись при помощи породоуловителя, изображенного на рис. 1.

Рабочая линия, а также породоуловитель во время продувки и испытаний скважины должны быть надежно закреплены.

Интересно отметить, что 2 1/2" отводы и задвижки на крестовине оказались не совсем подходящими для исследований, так как они ограничивали расход газа. При дебетах больше 1 млн. м³/сутки испытания проводились через верхние 6" задвижки и 4" диафрагменный измеритель критического истечения газа.

Собственно приустьевое оборудование для перфорации под давлением (см. рис. 2) состоит из лубрикатора, двух роликов, направляющих кабель, и переводной катушки, которая устанавливается на рабочую задвижку.

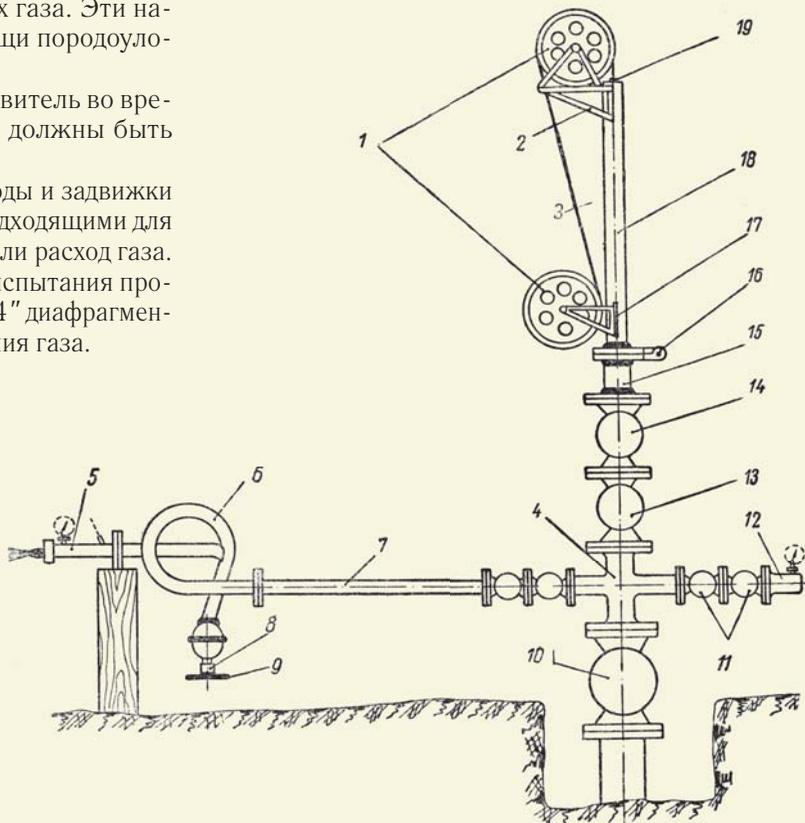
Лубрикатор, или приемная камера, представляет собой 5" обсадную трубу длиной 2,5 м, в верхнем конце которой ввернуто и приварено сальниковое устройство, состоящее из стального корпуса и ввернутой в него бронзовой втулки с проходным отверстием под кабель. На нижний конец трубы накручен и приварен фланец.

Переводная катушка имеет ответные фланцы к лубрикатору и к рабочей задвижке. Кроме того, катушка соединяется с лубрикатором при помощи шарнира, укрепленного на фланце лубрикатора и на фланце катушки.

Ввод перфораторов в лубрикатор и вывод их осуществляются через нижний конец лубрикатора. Для этого фланцевое соединение лубрикатора с катушкой разъединяется и лубрикатор откидывается на шарнире либо в горизонтальное положение, либо под углом к горизонту, наиболее удобному для ввода

Рис. 1.

1 — направляющие ролики; 2 — кронштейн верхнего ролика; 3 — кабель к подъемнику; 4 — крестовина 6 1/2" × 2 1/2"; 5 — прuverг; 6 — породоуловитель 2 1/2"; 7 — отводная линия 2 1/2"; 8 — заглушка; 9 — рукоятка заглушки; 10 — коренная задвижка; 11 — задвижка 2 1/2"; 12 — буфер; 13 — запасная задвижка 6 1/2"; 14 — рабочая задвижка 6"; 15 — переводная катушка; 16 — шарнирное соединение; 17 — кронштейн нижнего ролика; 18 — лубрикатор; 19 — сальниковое устройство.



и вывода перфораторов. Откидывание лубриката и его подъем в вертикальное положение производятся лебедкой каротажного подъемника.

Кроме того, значительное удобство для промера кабеля достигается применением второго направляющего ролика, укрепленного на разъемных шарнирных кронштейнах в нижней части лубриката, что позволяет производить промер кабеля невысоко над землей. Нижний ролик снимается во время установки и откидывания лубриката и вновь устанавливается перед спуско-подъемными операциями.

Описанное выше оборудование все же имеет некоторые неудобства при его использовании (например, остается наполовину ручной способ откидывания лубриката, шум прорывающегося сквозь сальниковое устройство газа и др.).

В настоящее время по ВНИИ Министерства нефтяной промышленности СССР разработано новое, более совершенное стандартное перфораторное оборудование для перфорации под давлением нефтяных и газовых скважин.

Это оборудование конструктивно оформлено старшим конструктором конструкторского отдела ВНИИ Н. В. Жаровым при участии авторов данной статьи и работников Ставропольской опытно-производственной партии.

Исследование газовой скважины проводилось в следующем порядке.

Вся толща исследуемого продуктивного горизонта была разделена с учетом данных электрокароттажа на четыре интервала перфорации (см. рис. 2). Каждый интервал простреливался с последовательным наращиванием числа перфорационных отверстий на 1 пог. м.

После каждого этапа наращивания числа отверстий (этапа перфорации) скважина продувалась и испытывалась на прирост дебита.

Всего на данной скважине было проведено семь этапов перфорации и испытаний скважины.

Вначале перфорация производилась перфораторами ССП-4¹/₄.

Однако вскоре было установлено, что стрельба из перфоратора ССП-4¹/₄ в условиях 12" колонны и 10—15-сантиметрового цементного кольца недостаточно эффективна, и поэтому было решено перфорировать скважину «болванками» ТПК-22, обладающими большей пробивной способностью.

При перфорации колонны «болванками» ТПК-22 все этапы перфорации завершались, как это видно на рис. 2, непрерывным нарастанием дебита скважины.

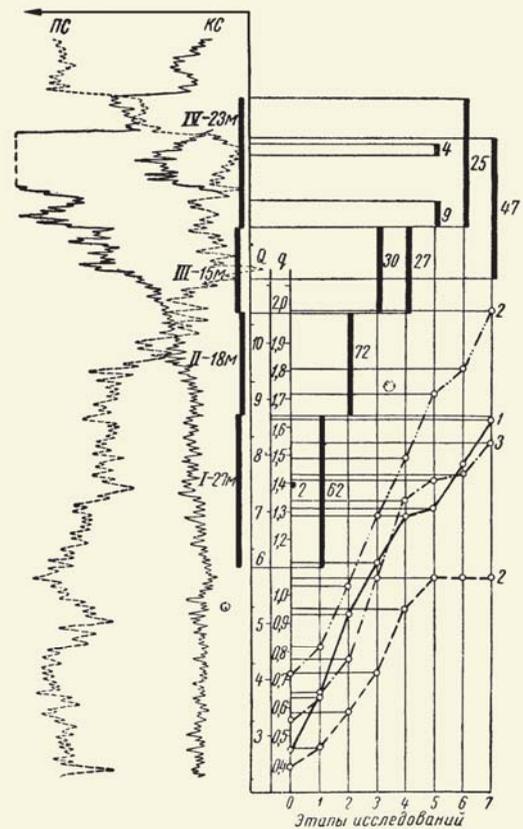


Рис. 2.

Q — абсолютно свободный дебит газа в млн. м³/сутки; q — рабочий дебит газа в млн. м³/сутки; 1 — кривая изменения абсолютно-свободного дебита; 2 — кривая изменения рабочего дебита при депрессии 2 ат; 3 — кривая изменения рабочего дебита при депрессии 3 ат; 4 — кривая изменения рабочего дебита при депрессии 4 ат.

В ходе исследования было установлено, что значительное влияние на дебит оказывают продувки скважины и, следовательно, после каждого этапа перфорации до испытания скважины на приток ее необходимо тщательно продувать.

В результате использования описанной выше методики перфорации была получена первая в СССР высокодебитная газовая скважина с абсолютно свободным дебитом газа 8,5 млн. м³/сутки и с рабочим дебитом 1 млн. м³/сутки при депрессии порядка 2 ат.

Новый способ перфорации скважин может быть широко использован для повышения дебита действующих нефтяных и газовых скважин путем их дополнительной перфорации.

Необходимо ускорить исследовательские работы по разработке конструкции малогабаритных перфораторов и другого перфораторного оборудования,

а также методики проведения перфорации через фонтанные трубы в действующих нефтяных и газовых скважинах.

Выводы

1. Способ перфорации скважин в среде пластового флюида без заполнения их тяжелой жидкостью обладает рядом преимуществ перед применяющимся сейчас способом перфорации и поэтому должен быть как можно скорее внедрен в практику нефтяной и газовой промышленности.

2. Описанная в статье методика проведения оптимальной перфорации должна быть освоена

и широко использована при опробовании разведочных нефтяных и газовых скважин, а также при освоении эксплуатационных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. А. А. Козлов и Е. М. Минский. Основные принципы рациональной разработки газовых месторождений. ВНИИ-газ, Труды, Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1953 г.
2. А. Л. Хейн. Новый способ перфорации газовых скважин. Нефтяное хозяйство, № 5, 1953 г.
3. А. Л. Хейн. Экспериментальные и промышленные исследования перфорации газовых скважин. ВНИИ, Труды, Вопросы разработки и эксплуатации газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1954 г.

ГАЗИФИКАЦИЯ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Состояние и перспективы развития техники газификации твердого топлива

Д. Б. ГИНЗБУРГ, Г. Н. ПОЛУБОЯРИНОВ

Интенсивному развитию важнейших отраслей промышленности в нашей стране способствовало широкое применение горючих газов, в частности паровоздушного и водяного генераторного газа.

В некоторых производствах генераторный паровоздушный газ уже не обеспечивает достижения нужных высоких температур факела в печах, поэтому металлургические заводы стали применять для сжигания в сталеплавильных и кузнечных печах смесь из газов (коксового с доменным или генераторным) или были вынуждены перейти на применение в тех же целях жидкого горючего. В результате в последние годы около 70% стали выплавлялось в печах, работающих на указанной смеси газов, 20% — на мазуте и 10% — на генераторном газе.

Создание и интенсивный рост отечественной промышленности ряда химических синтезов обусловили развитие производства генераторных газов с высоким суммарным содержанием водорода и окиси углерода. Усилия заводских коллекти-

вов и исследовательских организаций увенчались значительными достижениями в области освоения и высокой степени отработки циклического процесса получения водяного газа из кокса, усовершенствования аппаратуры и позволили расширить виды топлива, применяемого в этом процессе. Кроме того, потребности химической промышленности в газе способствовали развитию и промышленному освоению процессов газификации кускового и мелкозернистого топлива на парокислородном дутье.

В технике производства генераторного газа имеется ряд достижений: увеличение выхода газа с единицы площади сечения газогенератора; улучшение качества газа; расширение ассортимента газифицируемых топлив; автоматизация производства; разработка и освоение новых методов газификации фрезерного торфа и бурых углей во взвешенном слое, бурых углей в кипящем слое; освоение производства газа с теплотворностью порядка

4000 ккал/нм³ из низкосортного мелкого бурого угля на парокислородном дутье под давлением и изготовление соответствующей производственной аппаратуры.

Повышение производительности и улучшение всех показателей работы газогенераторов достигнуто на некоторых заводах благодаря планомерному и всестороннему улучшению конструкций аппаратов, усовершенствованию технологических режимов. Тем не менее нельзя признать сделанные усилия достаточными.

Производство генераторного паровоздушного газа, используемого до сих пор в промышленности в весьма значительном объеме, развито почти во всех районах СССР, в которых имеются залежи торфа, бурых и каменных углей, антрацита, сланца, и в районах, где имеются отходы древесины. Для газификации применяются в основном кусковые топлива.

В промышленности СССР работает более 2000 газогенераторов с механическим удалением золы. Изредка еще применяются на мелких стекольных заводах устаревшие газогенераторы в виде кирпичных шахт, но производственный удельный вес их незначителен.

Наиболее распространены газогенераторы, нижняя часть которых выполнена в виде пароводяной рубашки с диаметром шахты внутри 2,6—3,0 и 3,6 м. Имеются установки с агрегатами и меньших размеров.

Нижняя часть шахты газогенератора обычно опущена открытым своим концом в чашеобразный водяной затвор, на основании которого (поддоне) установлена колосниковая решетка. Чаша и решетка приводятся во вращение при помощи механизма. Шлак с решетки удаляется при ее вращении при помощи установленного на корпусе неподвижного лемеха.

В газогенераторах с повышенной производительностью, в том числе и генераторах водяного газа, конструкция нижней части закрытого типа обеспечивает возможность удаления шлака в сухом виде.

При газификации твердых топлив в газогенераторах с механическим удалением золы, с применением паровоздушного дутья, в зависимости от рода топлива, обычно получается газ с теплотворностью 1100—1550 ккал/нм³ в количестве 3000—7000 нм³/час с газогенератором диаметра 2,6—3,0 м.

В большом числе случаев производительность газогенераторов в эксплуатации весьма низка, но не только из-за их конструктивных недостатков или низкого качества топлива, но и потому, что при проектировании установки были приняты за-

ниженные нормы и этим обусловлено завышение количества установленного оборудования.

Нередки случаи, когда в заводском хозяйстве газогенераторным установкам не уделяется достаточно внимания, существует немало станций, не имеющих во главе специалистов с высшим или средним образованием.

Газогенераторные станции на большинстве заводов могли бы стать передовыми цехами, работающими с высокой эффективностью, если бы была поставлена необходимая работа по обновлению и усовершенствованию их оборудования и режимов работы, велась бы борьба за повышение качества газа до величин, способных удовлетворить повышенным требованиям производства, преследовались бы цели повысить к. п. д. установок и т. п.

Как уже указывалось выше, для эксплуатации современных интенсивно работающих сталеплавильных печей вполне удовлетворительным топливом является смесь коксового газа и доменного, имеющая теплотворность порядка 2000 ккал/нм³ и обладающая тем значительным преимуществом перед жидким горючим, что обеспечивает лучшую возможность полной автоматизации работы печи. Такая же газовая смесь вполне удовлетворяет и требованиям работы интенсивно работающих печей для нагрева металла перед ковкой и штамповкой.

Поэтому для производств, в которых предъявляются наиболее высокие требования к качеству газа, например в сталеплавильном деле и для высокотемпературного скоростного нагрева металла, необходимо освоить способы получения такого газа, которым можно было бы заменить указанную газовую смесь.

Так как многие другие цехи металлургических и машиностроительных заводов удовлетворяются генераторным газом с теплотворностью порядка 1350—1450 ккал/нм³, то часть газогенераторов такой заводской установки должна была бы вырабатывать газ повышенного качества, а другая — генераторный паровоздушный газ. Разумеется, такой вопрос не может решаться в отрыве от учета местных условий, и здесь не преследуется цель предложить какую-то универсальную схему.

Такая важная задача, как повышение теплотворности газа, должна достигаться применением всех возможных средств. Из этих средств следует отметить следующие: применение для газификации в достаточной мере термически прочных топлив, обладающих удовлетворительной шлакообразующей

способностью и ограниченной влажностью; обеспечение правильного и равномерного распределения кусков топлива по сечению шахты при загрузке; загрузку небольшими, равномерно подаваемыми порциями; поддержание равномерной высоты слоя топлива и шлака на решетке и газопроницаемости слоя; применение равномерного высоко подогретого дутья; превращение главной части смол, выделяющихся из топлива при газификации, в газы (водород, окись углерода и метан) путем применения методов глубокого пиролиза на подвижных насадках и в катализаторах, освоенных в нефтяной промышленности.

В практике и теории газогенераторного дела неоднократно проверялся способ повышения теплотворности газа путем применения высокого подогрева паровоздушного дутья. В последнее время новое подтверждение этой возможности было получено ВНИИТ в лабораторных опытах и в производственных условиях на Н.-Сергинском заводе. Особо целесообразно применение подогрева дутья путем использования отходов тепла, но в ряде случаев может быть рационален и специальный подогрев дутья с расходом стороннего топлива.

К перечисленным выше способам следует отнести обогащение дутья техническим кислородом и очистку полученных газов от балластной углекислоты.

В качестве примера стоит привести некоторые данные о газификации подмосковного угля.

При газификации подмосковного угля на паровоздушном дутье при нормальном давлении получается газ с теплотворностью 1350—1400 ккал/м³, с содержанием углекислоты 8,5% и смолы 0,030 кг/м³. При подогреве дутья до 600° и пиролизе смолы, содержащейся в газе, теплотворность его повысится до 1700—1750 ккал/м³, а при очистке от углекислоты — до 1900—1950 ккал/м³.

При газификации того же угля на парокислородном дутье при нормальном давлении и без пиролиза смолы получается газ с теплотворностью 2200—2300 ккал/м³, а после очистки от углекислоты — с теплотворностью 3000 ккал/м³.

В отношении возможности повышения производительности нельзя не сослаться на известный уже с 1950 г. большой производственный опыт, проведенный автомобильным заводом им. Сталина; при сравнительно небольшой и выполненной своими средствами реконструкции была достигнута

на антраците АМ устойчивая производительность газогенератора диаметром 3,0 м в 8500 м³/час.

Этот опыт доказывает, что доведение производительности агрегата до 10 000 м³/час является вполне выполнимой задачей и что если помехой на этом пути стоит весьма устаревшая конструкция нижней части газогенератора в виде чаши, то надо найти более рациональную конструкцию.

Накопленный за последние годы опыт работы первых автоматизированных газогенераторных установок доказывает, что на этом пути можно достичь улучшения всех показателей работы газогенератора, уменьшить затраты труда, а также улучшить автоматизацию печей, использующих данный газ.

Уровень современной техники обеспечивает возможность автоматизации загрузки, поддержания высоты слоя топлива и шлака, постоянства температуры дутья и степени насыщения его паром, постоянства давления во всех частях установки, постоянства температуры газа на выходе из системы очистки и охлаждения.

Большую пользу сможет принести в этом деле широкое использование радиоактивных изотопов для наблюдения за слоем.

До сих пор не уделяется достаточного внимания вопросу правильной оценки топлива, подлежащего газификации, выбору топлива и его подготовке. Для газификации должен быть выделен сорт топлива из данного месторождения, наилучший по термической прочности, шлакообразующей и реакционной способности. Снабжающие организации должны закреплять такие топлива в первую очередь за установками, производящими газ, а не приравнивать нужды последних к нуждам парокотельных и энергетических потребителей.

Виды топлива, недостаточно опробованные для газификации, должны подвергаться специальным исследованиям для определения их пригодности и наиболее благоприятных условий и режимных параметров при газификации.

Значительная доля топлива измельчается при транспортировании к генератору и этим обеспечивается. Поэтому необходимо проведение широких мероприятий по улучшению существующих на установках систем передачи топлива, и особенно сократить измельчение угля в узлах перегрузок и при загрузке в газогенератор.

Нельзя считать, что достаточное внимание уделяется вопросам рационального использования

отходов топлива при подготовке (мелочи и пыли). Мелочь, пыль топлива и унос могут быть с пользой применены на керамических заводах для добавки в массу и этим способствовать сокращению затрат стороннего топлива, зачастую специально измельченного. В других случаях хозяйственно целесообразным может оказаться установка даже специальных газогенераторов, способных работать на мелочи топлива и фусах.

В тех случаях, когда для газификации предоставляется топливо с недостаточно однородным составом кусков, может оказаться целесообразным подразделение такого топлива на два более узких класса и эксплуатация одной группы агрегатов на более крупном классе, а другой — на более мелкой фракции.

Все мероприятия по улучшению работы газогенераторов смогут дать наиболее быстрые и высокие результаты, если одновременно с их проведением будут осуществляться и меры по увеличению степени материальной заинтересованности трудящихся в улучшении работы обслуживаемой ими установки на основе введения прогрессивно-премиальной оплаты труда.

Старые газостанции работают по схеме сухой очистки газа: газогенератор — пылеуловитель — коллектор — газопровод к потребителю. При работе по такой схеме получают грубоочищенный газ и наблюдается засорение газопроводов пылью, смолой и сажой. В результате требуется периодическая очистка газопроводов, сопряженная с прекращением питания газов потребителей. Вследствие дешевизны и простоты, а также отсутствия сточных загрязненных вод установки с сухой очисткой газа применяются и в настоящее время.

Необходимость транспортировки газа по разветвленным и длинным газопроводам, подачи газа под значительным давлением, а также возможность улавливания побочных продуктов привели к очистке газа, улавливанию смол и уксусной кислоты, промывке и осушке газа. Газостанция стала сложнее и дороже. Появились сточные воды в случае битуминозных топлив загрязненные фенолами и в случае антрацита содержащие сернистые соединения. В первом случае вода отравляет водоемы и губит растительность, она может быть спущена в водоемы только после очистки; во втором случае наблюдается сильная коррозия очистной аппаратуры.

Неотложной задачей является реконструкция технологических схем большинства установок газогенераторов.

В первую очередь должны быть осуществлены установки по обезвреживанию сточных фенольных скрубберных вод.

Уже существуют вполне удовлетворительные способы обезвреживания фенольных вод и необходимо внедрять эти способы. Воды антрацитовых газостанций должны подвергаться нейтрализации.

Для установок, производящих генераторный газ из торфа, является важным решение следующих задач: соблюдение условий прочности и хорошего разложения газифицируемого торфа; ограничение содержания мелочи; ограничение влажности торфа за счет использования в первую очередь отходов тепла и топлива на заводе; улучшение качества газа и степени использования топлива; повышение производительности агрегатов.

Для заводов, использующих неочищенный газ из генераторов, важной задачей является очистка газа от пыли и смолы, что позволило бы увеличить длительность работы без вынужденных остановок на прожиги и чистки газопроводов.

При газификации битуминозных топлив для охлаждения и очистки газа от пыли, смолы и паров влаги применяются схемы, имеющие более чем 25-летнюю давность, не дающие нужных результатов и отличающиеся тем, что процесс очистки и охлаждения осуществляется не в нужном определенном порядке, т. е. не происходит сначала выделения пыли, затем безводной смолы и, наконец, паров влаги. В результате пыль топлива перемешивается со смолой и дает неотделимые друг от друга смеси — фусы, которые не находят никакого рационального применения и удаление которых крайне затруднено. Смола получается сильно обводненной, что снижает ее ценность как сырья для других производств, а воды получают загрязненные, весьма трудно отстаивающиеся от смолы.

Для небольших установок осуществление такой очистки газа является весьма тяжелой задачей и не дает экономических выгод. При эксплуатации крупных установок условия могут быть изменены и может стать целесообразным использование побочных продуктов газификации.

Представляется необходимым осуществить работы по превращению смол, выделяющихся при газификации топлива, в газы, способные повысить теплотворность газа. Такое превращение смол следует считать возможным на основе использования опыта пиролиза тяжелых остатков переработки

нефти. Наиболее целесообразным является безостаточное расщепление смол до их выделения из газа. Освоение такого процесса газификации позволило бы ряду более мелких установок получать бессмольный газ повышенной теплотворности и избежать получения фенольных подсмольных вод.

Для установок, в которых предусматриваются очистка газа от пыли, смолы и удаление из него паров влаги, необходимо освоить и ввести в эксплуатацию систему очистки от всех этих веществ, осуществляемую последовательно, в условиях наивыгоднейшего осаждения данного продукта и с получением сухой пыли, безводной смолы и вод, по возможности менее загрязненных смолой. Такое раздельное осуществление очистки обосновано как лабораторными, так и практическими работами.

Для того чтобы дело газификации твердого топлива развивалось правильно и успешно, необходимо учитывать, что при механизированных способах добычи углей весьма значительные количества топлива получают в виде мелочи, а добыча некоторых топлив в виде мелочи, как, например, фрезерного торфа, является наивыгоднейшим способом.

В связи с этим заслуживают особого внимания вопросы углубленного развития и применения в промышленности способов производства газов из мелочи топлив, например газификации фрезерного торфа, подмосковных и челябинских углей во взвешенном слое, способы газификации бурых углей в кипящем слое и др. Эти способы газификации могут быть осуществлены в агрегатах, полностью механизированных и автоматизированных, при весьма значительной интенсивности процесса и большой производительности газогенератора. При газификации топлива по этим способам наиболее удобным и возможным оказывается и применение высокого нагрева дутья.

При этих методах имеется возможность избежать необходимости в постройке специального отделения для подготовки и подсушки газифицируемого топлива и обеспечить подсушку путем использования тепла генераторного газа, что одновременно обеспечивает получение газа наилучшего качества.

Проведенные за последнее время исследовательские работы доказали, что процесс газификации мелкозернистых топлив может быть осуществлен последовательно с полукоксованием такого топлива. Современная техника переработки мелкозернистых веществ в подвижном состоянии позволяет осуще-

ствить процесс газификации с предварительными подсушкой и полукоксованием.

В настоящее время в СССР освоен процесс газификации мелочи топлив в слое под давлением до 20 ат на паровоздушном и парокислородном дутье, позволяющий получать газ повышенной теплотворности (порядка 2000 ккал/нм³) на паровоздушном и 4000 ккал/нм³ на парокислородном дутье (после очистки газа от балластной углекислоты одним из современных способов). Освоено и изготовление оборудования для промышленного осуществления процесса.

Этот способ газификации позволяет довести производительность агрегата до значительной величины, осуществить очистку газа в весьма компактной аппаратуре и превращать в ценный газ мелкий торф, бурые угли и слабоспекающиеся низкосортные каменные угли.

Процесс газификации топлива под давлением представляет особый интерес для строительства кустовых газовых хозяйств, так как позволяет осуществить газификацию топлива непосредственно на месте его добычи, например вблизи от карьера или болота, и передать без компрессора качественный чистый газ на расстояние до 200 км.

Постройка кустовых газовых хозяйств, обслуживающих ряд промышленных предприятий, может представлять значительный интерес, например, для Свердловска, Челябинска, Красноярска, Павлодара и других крупных промышленных центров, не имеющих ресурсов природного газа.

Как уже отмечалось выше, применение кислорода для газификации позволило бы наиболее простым путем получать газы с нужной отдельным отраслям промышленности теплотворностью. Для этой цели могли бы быть без всяких переделок использованы существующие газогенераторные установки.

При разработке планов газификации народного хозяйства СССР необходимо уделить весьма большое внимание вопросу производства больших количеств дешевого кислорода.

Среди способов производства газа повышенной теплотворности следует упомянуть циклический процесс получения водяного газа из тощих топлив. Этот процесс достиг весьма значительной степени совершенства в СССР.

Постепенно улучшаются все показатели производства водяного газа по этому способу на заводах, применяющих в качестве топлива антрацит и полукокк каменных углей.

Конструкции газогенераторов, используемых для промышленного получения водяного газа на этих заводах, являются наиболее совершенными и наибольшими по размеру (диаметр шахты генераторов достигает 3,6 м).

Работа агрегатов полностью автоматизирована и механизирована, что позволяет одному человеку обслуживать два агрегата.

При работе на губахинском коксе производительность газогенератора доведена до 10 000 $\text{м}^3/\text{час}$. При работе на антраците достигнута производительность порядка 6000 $\text{м}^3/\text{час}$.

Усовершенствование установок генераторов водяного газа идет по пути улучшения технологического режима, повышения давления воздушного дутья, сокращения длительности рабочего цикла, совершенствования автоматической системы управления и упрощения схемы агрегата.

Этот гибкий процесс производства ценного по своим теплотехническим свойствам газа может

найти и более широкое применение в промышленности.

Представляется необходимым развернуть работы по освоению для газификации термически прочных слабоспекающихся и других каменных углей с обеспечением безостаточного пиролиза смол, выделяющихся при газификации. Одной из важнейших проблем также является создание мощных газогенераторов, работающих на парокислородном дутье с жидким шлакоудалением.

Изложенные выше соображения о путях реконструкции существующего газового хозяйства промышленности и о развитии дела газификации твердого топлива далеко не охватывают всех возможностей, имеющихся для этой цели.

Полезно было бы, чтобы на страницах нашего журнала были широко освещены методы улучшения производства искусственных газов из твердых видов топлива.

За широкое развитие сланцеперерабатывающей промышленности

Ю. В. ВОЛОНИХИН

Использование местных топлив позволяет не только сократить дальние перевозки топлива и связанные с этим его большие потери, но и создает условия для широкой газификации и химизации отдельных районов страны.

Ярким примером большого народнохозяйственного значения использования местных топлив может служить развитие в нашей стране сланцеперерабатывающей промышленности и ее роль в деле коренного улучшения топливоснабжения районов Ленинграда и Прибалтики, а также развитие на ее основе новых и важных химических производств.

Ленинград и прилегающие к нему районы потребляют огромное количество различных видов твердого и жидкого топлива, а также химических продуктов.

Однако весьма существенным недостатком топливоснабжения этих районов является то, что оно в основном базируется на дальнепривозных топливах, завозимых из районов, удаленных от Ленинграда на расстояние 1700—3000 км (Донецкий и

Печорский угольные бассейны и нефтяные районы Баку, Грозного, Башкирии), а также на использовании в большом количестве дров. Это приводит к непроизводительной затрате на транспорт больших государственных средств и вызывает значительный пережог топлива. По ориентировочным подсчетам только за 1954 г. затраты на перевозку топлива в Ленинград составили около 600 млн. руб. При этом следует указать, что транспортные расходы примерно равны 100% себестоимости топлива на месте его добычи. В улучшении структуры топливного баланса Ленинграда должны сыграть существенную роль прибалтийские горючие сланцы.

Наша страна располагает большими запасами горючих сланцев, в числе которых наиболее изученным и крупным является Прибалтийское сланцевое месторождение, находящееся на расстоянии около 150 км от Ленинграда. Сланцы этого месторождения залегают на небольших глубинах и могут добываться как шахтным, так и более высокопроизводительным и дешевым открытым способом.

Прибалтийские горючие сланцы выгодно отличаются от всех известных отечественных и зарубежных сланцев своим высоким качеством для переработки. Ниже приводится средний выход жидких горючих продуктов (в % вес.) при швелевании сланцев отечественных и зарубежных месторождений.

СССР:

Прибалтийское месторождение	16,0—22,0
Приволжские месторождения	5,0—14,0
Китай, Фушуньское месторождение	4,0—6,0

Швеция:

Кинекюльское месторождение	4,0—5,0
Наркское месторождение	5,0—6,0

США:

Колорадское месторождение	10,0—11,0
Уайомингское месторождение	6,0—9,0
Шотландия	10,0—12,0
Франция	5,0—9,0
Германия, Вальденбергское месторождение	5,0—6,0
Испания, Пуэртолланское месторождение	11,0—16,0

Высокий выход жидких и газообразных продуктов, получающихся при термической переработке прибалтийских сланцев, и колоссальные запасы сланца делают Прибалтийское сланцевое месторождение огромным потенциальным источником искусственных нефтепродуктов и газа.

Свое развитие у нас в стране сланцеперерабатывающая промышленность получила лишь в послевоенный период, причем основным направлением этого развития было производство из прибалтийских сланцев высококалорийного бытового газа с целью проведения широкой газификации Ленинграда, а также Таллина и других городов Эстонской ССР.

Первые не только в СССР, но и в мире крупные газосланцевые заводы в городах Кохтла-Ярве и Сланцы базировались на разработанном советскими специалистами комбинированном способе переработки кускового сланца: в высокотемпературных камерных печах непрерывного действия (с получением высококалорийного газа) и в газогенераторных печах (с получением сланцевого масла и низкокалорийного отопительного газа).

Несмотря на ряд недостатков, связанных главным образом с использованием сортированного кускового сланца и с применением печей внешнего обогрева, осуществленный способ, однако, обладает высокой эксплуатационной надежностью, что обеспечило возможность его быстрого внедрения

в промышленность и гарантировало устойчивое газоснабжение Ленинграда в крупных масштабах, проводимое параллельно со строительством и освоением первых газосланцевых заводов.

За прошедший период работы (с 1949 г.) сланцеперерабатывающая промышленность Министерства нефтяной промышленности СССР выработала для удовлетворения нужд Ленинграда и Эстонской ССР значительное количество высококалорийного газа, сланцевого масла, а также других ценных продуктов: серы, полифенолов, газового бензина, шпалопрпиточных масел, мягчителя и пр. Темпы роста производства газа, сланцевого масла и газового бензина характеризуются следующими данными.

Рост производства газа, сланцевого масла и газового бензина в %

Продукция	Годы						
	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955
Высококалорийный (бытовой) газ	100	224	297	434	578	710	805
Сланцевое масло	100	122	153	199	262	325	368
Газовый бензин (сырой)	—	100	133	428	605	760	900

В настоящее время в Ленинграде охвачено газификацией 92% жилого фонда и большая часть коммунально-бытовых предприятий и учреждений, а общее потребление газа возросло по сравнению с 1913 г. в 50 раз и с довоенным 1940 г. в 14 раз.

Повышенная себестоимость продукции в первый период эксплуатации заводов в дальнейшем была значительно снижена. Так, например, на комбинате в г. Кохтла-Ярве в 1955 г. по сравнению с 1951 г. себестоимость бытового газа снизилась в 2,2 раза, а себестоимость сланцевого масла — в 1,3 раза. Это явилось следствием более полного освоения мощностей заводов и проведения серьезных технических мероприятий: догазовки в печах сланцевого кокса, интенсификации работы газогенераторов и печей, улавливания газового бензина, освоения производства полифенолов и ряда других.

Важнейшей задачей всех работников сланцеперерабатывающей промышленности являются более полное использование резервов мощностей и сырья и проведение ряда организационно-технических мероприятий, которые позволят сланцеперерабатывающему

комбинату в г. Кохтла-Ярве и газосланцевому заводу в г. Сланцы обеспечить дальнейшее снижение себестоимости продукции.

Хотя сланцеперерабатывающая промышленность и достигла известных успехов, выполнив задание, предусмотренное планом развития народного хозяйства на 1950—1955 гг., — добиться за пятилетие увеличения производства газа из эстонских сланцев в 2,2 раза (фактически достигнуто 2,27 раза), однако масштабы ее развития нельзя признать достаточными, если учесть, что газ и жидкое топливо из сланцев составляют (в пересчете на условное топливо) лишь около 9% в топливном балансе Ленинграда.

Одним из существенных недостатков развития сланцеперерабатывающей промышленности является также отставание переработки сланцевого масла, которое, являясь ценным химическим сырьем, в основной своей массе используется как топливо.

Разработанная Всесоюзным научно-исследовательским институтом по переработке сланцев (ВНИИПС) комплексная схема переработки сланцевого масла, исходящая из учета его специфических физико-химических свойств, позволяет осуществить производство следующих топливных и химических продуктов: 1) автобензина А-70 и А-73; 2) дизельного топлива по ГОСТ 305-42; 3) флотского мазута М-12, М-20; 4) битумов марки 3—4—5; 5) ароматических углеводородов; 6) фенолов, являющихся сырьем для производства пластмасс, ядовитых химикатов, антиокислителей, лаков, клеев, антисептиков и др.; 7) флотореагентов и вспенивателей для флотации руд и углей; 8) пластификаторов; 9) масел типа солидоллов; 10) сульфокатионитов, обладающих более высокой ионообменной способностью и химической стойкостью при очистке воды для парокотельных установок, чем у применяемых в настоящее время для этой цели сульфоуглей.

Если к этому еще добавить перечень уже поставляемых народному хозяйству продуктов из сланцев: горючий газ, газовый бензин, шпалопропиточное масло, литейные крепители, мягчители для резины, полифенолы для дубления кожи, серу и фотогипосульфит, то становится очевидным, что прибалтийские сланцы являются ценным химическим сырьем для народного хозяйства. В этом свете необходимо обратить внимание еще на две важнейшие проблемы: проблему производства цемента из зольных отходов и проблему производства фенолов для коркового литья.

Как известно, сланцы Прибалтийского месторождения содержат до 60—65% золы (включая минеральную CO_2), зола состоит в основном из CaO (30—40%) и SiO_2 (30—45%). При переработке сланца зола являлась до последнего времени отягощающим производством отходом, который в огромных количествах накапливался в отвалах. Проведенные в течение ряда лет лабораторные исследования, а затем и промышленные испытания на цементном заводе им. Воровского в Ленинграде убедительно показали, что зола газосланцевых заводов представляет собой хорошее сырье для производства высококачественных портланд-цементов марки 400—500. Применяя это сырье, цементная промышленность имеет возможность организовать в любых необходимых масштабах производство самого дешевого в Советском Союзе цемента.

Для сланцеперерабатывающей промышленности рациональное использование отходов золы имеет существенное экономическое значение и будет способствовать повышению ее роли в народном хозяйстве. В настоящее время Министерство промышленности строительных материалов СССР ведет проектирование и подготовку к строительству в районе г. Сланцы крупного цементного завода на базе использования сланцевой золы. Себестоимость сланцевого портланд-цемента марки 400 и 500 будет в два, три раза ниже существующей отпускной цены на цемент этих марок, завозимый в Ленинградскую область.

Следует считать важнейшей задачей быстрейший ввод в действие первого цементного завода в г. Сланцы и строительство ряда других крупных заводов, которые позволят полностью обеспечить дешевым сланцевым цементом потребность в нем северо-западных районов Советского Союза и прекратить завоз цемента в эти районы.

В связи с необходимостью широкого внедрения в литейную промышленность коркового литья возникла важная проблема производства в больших масштабах дешевых фенолов. Проведенные специализированными научно-исследовательскими организациями исследования сырых сланцевых фенолов фракций 180—300° показали их пригодность для указанных целей.

Учитывая все изложенное, можно сделать вывод, что сланцеперерабатывающая промышленность является новым и крупным потенциальным

источником снабжения народного хозяйства остродефицитными фенолами.

Накопленный опыт эксплуатации сланцеперерабатывающих заводов и серия проведенных научно-исследовательских и проектных работ показывают, что и в рамках существующей технологии термической переработки сланца путем применения переработки сланцевых смол с выпуском искусственных жидких топлив и химических продуктов могут быть созданы высокорентабельные сланцеперерабатывающие предприятия большой народнохозяйственной значимости, которые должны базироваться в первую очередь на использовании более дешевого сланца, добываемого открытым способом.

Как показывают расчеты, при углубленной переработке 1,0 млн. т эстонского сланца в год может быть получено до 185—200 млн. м³ высококалорийного бытового газа, 140 тыс. т искусственного жидкого топлива и битума, около 7 тыс. т фенолов и полифенолов, 1,5 тыс. т серы и значительное количество других химических продуктов. Отходы сланцевой золы могут обеспечить организацию на их базе производства в крупных масштабах дешевого портланд-цемента марки 400—500.

При крупных масштабах переработки сланца открытых разработок себестоимость высококалорийного газа, искусственного жидкого топлива и остальных продуктов будет резко снижена.

Стоимость 1 т условного топлива франко-Ленинград, используемой в виде сланцевого газа и искусственного жидкого топлива, будет ниже стоимости в отпускных ценах дальнепривозного топлива, потребляемого в Ленинграде.

Принимая за 100% стоимость 1 т условного топлива сланцевого газа франко-Ленинград, будем иметь следующую относительную стоимость других видов топлива: сланцевого мазута — 109%, нефтяного мазута (малосернистого) — 133%, печорского угля — 127%, донецкого угля — 102%.

Проводимая в настоящее время разработка новых технологических процессов переработки сланцев и прежде всего таких важных, как комплексная энерготехнологическая схема Энергетического института АН СССР, схема газификации с твердым теплоносителем ВНИГИ, схема пиролизного газогенератора ВНИИПС, схема газификации сланца в печах с внутренним обогревом Ленгипрогаза и другие, направлена в первую очередь на интенсификацию процессов и создание высокопроизводительных агрегатов, на достижение более полного использования органического вещества и минеральной части сланца при общем повышении химического и энергетического к. п. д. процесса.

Успешное завершение этих работ сыграет важную роль в деле повышения технико-экономических показателей переработки сланцев.

Развитие добычи и переработки прибалтийских сланцев в крупных масштабах позволит обеспечить Ленинград и северо-западные районы страны сравнительно дешевым местным топливом и разнообразными химическими продуктами и цементом, а также будет существенно способствовать повышению технической культуры промышленных, энергетических и коммунально-бытовых предприятий Ленинграда и очищению его воздушного бассейна.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ и ПРЕДПРИЯТИЙ

Газоснабжение городов РСФСР

П. Б. ЗАРОВНЫЙ

В деле дальнейшего повышения благосостояния нашего народа газификация городов и рабочих поселков занимает важное место. Она вносит прежде всего существенные изменения в быт трудящихся и дает населению значительные материальные выгоды. Кроме того, газификация, как известно, высвобождает огромное количество железнодорожного подвижного состава, рабочей силы, складских помещений и денежных средств.

Партия и правительство, неустанно заботясь о дальнейшем улучшении материального положения и культурно-бытовых условий нашего народа, делает все возможное, чтобы для населения больше добывалось природного и вырабатывалось искусственного горючего газа, чтобы быстрее строились новые магистральные и городские газопроводы и все больше домов и коммунально-бытовых предприятий переводилось на газ.

Советское правительство, производя многомиллионные затраты на развитие газовой индустрии, освобождает трудящихся от расходов на газификацию квартир и общественно-коммунальных предприятий. Прокладка уличных газопроводов, внутридомовой монтаж, установка газовых плит, ванных колонок и счетчиков производятся полностью за счет государства.

Успехи, достигнутые в проектировании и строительстве первых магистральных газопроводов и предприятий по производству горючих газов, позволили перейти к широкой газификации городов Советского Союза. За последние годы построены тысячи километров магистральных газопроводов и продолжается сооружение новых и новых магистралей. Опыт газификации Москвы, Ленинграда, Куйбышева, Киева и других городов показал, что газ является не только удобным, но и самым экономичным видом топлива.

В результате осуществленных мероприятий по развитию газоснабжения количество газифицированных квартир и потребление газа в городах

РСФСР по сравнению с 1950 г. увеличились в 2,7 раза, а отпуск газа на коммунально-бытовые нужды за последние 5 лет увеличился в 3,5 раза, по отношению к 1940 г. — в 20 раз.

В городах и рабочих поселках Российской Федерации газом пользуются в настоящее время 9 млн. человек, переведены на газ десятки тысяч коммунально-бытовых, лечебных, детских и других учреждений. По предварительным подсчетам только в 1955 году население городов РСФСР, пользующееся газом, сэкономило в своем личном бюджете свыше 500 млн. рублей, не говоря уже о доставленных населению удобствах, сбереженном труде и времени.

Газ становится теперь неотъемлемой частью благоустройства наших квартир.

В 1956—1960 гг. будет газифицировано 132 города, в том числе 58 городов РСФСР, и расширено газоснабжение 25 городов Российской Федерации.

В новом пятилетии в городах РСФСР будет газифицировано дополнительно свыше 600 тыс. квартир трудящихся, из них в домах местных советов около 300 тыс. квартир. Начнется газификация домов, находящихся в личной собственности граждан, причем для этой цели правительством разрешено Цескомбанку выдавать специальные ссуды в рассрочку и строительным организациям расходовать фондовые материалы и оборудование за счет средств домовладельцев.

Самым выдающимся объектом газовой индустрии в шестой пятилетке будет сооружение мощного газопровода Ставрополь — Москва, ввод которого в действие позволит газифицировать на этой трассе десятки крупнейших городов и рабочих поселков, в том числе Азов, Батайск, Ростов-на-Дону, Таганрог, Новочеркасск, Каменск, Шахтинск, Шахты, Ворошиловград, Воронеж, Ефремов, Сталиногорск, и значительно расширить газоснабжение города Москвы. Только в этих городах не менее

150 тыс. квартир трудящихся получают газ. Разработка технической документации на газификацию многих из указанных городов Министерством коммунального хозяйства РСФСР заканчивается, и вскоре начнется прокладка уличных газопроводов и установка газовой аппаратуры в жилых домах.

К концу 1960 г. от этой газовой магистрали согласно решению правительства будут подключены десятки тысяч коммунально-бытовых, лечебных, детских учреждений и промышленных предприятий.

Большие мероприятия правительством намечены по газификации группы городов Ставрополя и Кубани. После окончания изготовления технической документации, с 1957 г., начнется строительство городских газовых сетей и газификация квартир в городах Армавир, Ессентуки, Железноводск, Кисловодск, Кропоткин, Минеральные Воды, Невинномысск, Пятигорск, Тихорецк и др. Газификация квартир и перевод коммунально-бытовых и промышленных предприятий на газ значительно улучшат состояние городов-курортов и смягчат топливный баланс в этих городах. К концу шестого пятилетия будет полностью завершена газификация крупнейших волжских городов: Вольска, Горького, Казани, Куйбышева, Камышина, Михайловска, Саратова, Сталинграда, Ульяновска, Чебоксар и Чапаевска.

Значительные работы будут проведены по использованию коксового газа ряда коксохимических заводов, в частности с 1956 г. начнется газификация городов металлургов и химиков — Кемерово, Нижнего Тагила, Челябинска, Сталинска и Магнитогорска. Будут начаты работы по газификации Иркутска, Молотова, Ногинска, Орехово-Зуево и др., причем эти города будут газифицированы на базе жидкого газа, вырабатываемого предприятиями Министерства нефтяной промышленности СССР.

Среди больших мероприятий по газификации городов РСФСР важное место занимают работы по газоснабжению городов Московской области. По решению правительства в новом пятилетии свыше 20 городов Подмосковья, в том числе Бабушкин, Коломна, Кунцево, Люберцы, Люблино, Ногинск, Раменское, Химки и др., будут полностью газифицированы. Работникам коммунального хозяйства, промышленных предприятий союзных министерств и ведомств предстоит выполнить работы по подготовке к приему газа в десятки тысяч квартир трудящихся этих городов. К сожалению, в этих городах работы по газификации выполняются совершенно неудо-

влетворительно. Выделенные средства осваиваются плохо, изготовление рабочих чертежей по ряду городов (Серпухов, Подольск и др.) задерживается.

Кроме городов Иваново и Тулы, газ получают трудящиеся Казани, Балашихи, Коломны, Кунцево, Перово, с 1956 г. начнется газоснабжение Бабушкина, Иркутска, Кемерово, Люблино, Молотова, Новороссийска, Ногинска, Новочеркаска, Подольска, Ростова-на-Дону, Серпухова, Таганрога, Тушино и Ульяновска.

Располагая большими возможностями для дальнейшего развития газификации, Министерство коммунального хозяйства РСФСР в ближайшее время приступит к разработке технической документации на газификацию многих городов РСФСР. К таким городам в первую очередь относятся: Азов, Батайск, Белгород, Курск, Вольск, Елец, Ефремов, Моршанск, Камышин, Орел, Сталиногорск, Тихорецк, Шахты и Чистополь.

К концу 1956 г. по постановлению Совета Министров СССР Ленгипроинжпроект должен закончить разработку генеральной схемы газификации городов Советского Союза на 1956—1970 гг.

С разработкой этой схемы выявится дополнительная перспектива газоснабжения городов на базе переработки твердого топлива на бытовой газ.

Продолжительное время проблема газификации городов на базе местных видов твердого топлива не могла найти своего разрешения из-за отсутствия разработанных эффективных методов и конструкции генераторов для переработки низкосортного топлива на горючий газ. Сейчас эта проблема разрешена. Пробные опыты в промышленных условиях показали полную возможность получения в большом количестве высококалорийного газа, пригодного как для быта, так и для промышленных целей. Преимуществом этого метода является то, что газ для дальнего снабжения не требует специальной компрессии и может передаваться по газопроводу под собственным давлением на расстояние до 200 км, это важно особенно в тех случаях, когда сырьевая топливная база находится вдали от города или рабочего поселка.

Широкую перспективу для развития газоснабжения городов имеет также использование жидкого нефтяного газа; такой газ является удобным видом топлива.

На отечественных заводах в настоящее время освоены и выпускаются специальные железнодорожные и автомобильные цистерны, редукторы

для снижения давления газа при подаче в квартиры и баллоны для перевозки жидкого газа. Обычная газовая аппаратура — газовые плиты, ванные колонки — легко приспособляется к применению жидкого газа путем замены немногих деталей этой аппаратуры.

Пользование на протяжении многих лет жидким газом в Москве, Киеве, Бориславе и других городах убедительно подтверждает большие удобства газификации квартир с применением этого газа. По согласованию с Госгортехнадзором СССР условия монтажа подобных установок значительно упрощаются, так как по этим новым правилам допускается установка в кухнях баллона с жидким газом.

Перспектива газификации городов и рабочих поселков РСФСР огромна. В связи с этим нам предстоит в кратчайшее время обеспечить значительное расширение производства газовых плит, ваннных колонок, газовых счетчиков, водонагревателей, кубических, автоматики, газовых горелок, приборов для защиты газопроводов от коррозии и приборов для управления газораспределительных пунктов при помощи телемеханики. Эта первоочередная задача должна быть разрешена в кратчайшее время.

Нужно признать, что с выпуском газовых плит, счетчиков и ваннных колонок у нас дело обстоит плохо. Особенно напряженное положение создано после того, как Министерство машиностроения и приборостроения сократило выпуск газовых плит на своих заводах. Главгаз Министерства коммунального хозяйства РСФСР считает, что местные коммунальные органы должны размещать на местных предприятиях изготовление коверов, горелок и другого оборудования, как это делают организации по газификации Москвы, Ленинграда, Саратова и Куйбышева, освоившие у себя изготовление многих видов оборудования.

В настоящее время разрешены все организационно-технические вопросы по проектированию городских газовых сетей. Утверждены порядок финансирования работ по переводу домашних печей на газ, оплата расходов по переоборудованию котельных под газ, работы по газификации частных домов и т. д. Осуществляется контроль за рациональным сжиганием газа потребителями, утвержден порядок профилактического обслуживания газифицированных объектов в городах Российской Федерации.

В вопросах облегчения труда в домашних условиях населения, занятого на работе, задача работников газификации заключается не только в установке в квартирах газовых плит и других приборов для приготовления пищи и подогрева воды. Необходимо позаботиться о создании удобств при отоплении домашних печей. Одним из путей увеличения газопотребления является использование попутного газа для отопления домашних печей и котельных коммунально-бытовых предприятий. Перевод печей на газ создаст большие удобства для населения, не говоря уже о том, что коэффициент полезного действия печи, работающей на газе, может быть доведен до 90%, в то время как на дровах и угле он составляет не более 50—60%. В таких городах, как Казань, Уфа, Чистополь, Черниковск, Краснодар и др., расположенных на трассах газопроводов попутного газа, все коммунально-бытовые, учебные, лечебные и другие учреждения, а также хлебозаводы, столовые и местная промышленность должны быть переведены на газовое топливо.

В каждом городе, в каждом облпроекте, горпроекте должна быть организована группа проектировщиков-газовиков, и она должна обеспечить технической документацией все работы по газификации города. Это касается в первую очередь Московской, Ростовской, Ивановской, Горьковской, Молотовской, Ульяновской областей и Северо-Осетинской АССР.

Хорошим примером в этом может служить инициатива Краснодарского крайпроекта, Калужского, Брянского, Тульского облпроектов и Сталинградского горпроекта, которые давно наладили на месте изготовление технической документации.

* *
*

Успешное осуществление задач по газификации городов требует от всех работников по газификации, от проектировщиков, строителей и эксплуатационников работать с полным напряжением сил, добиться систематического повышения качества проектирования, строительства и эксплуатации, мобилизовать все внутренние резервы и все возможности городов и рабочих поселков на успешное развитие газификации нашей республики.

Расчетные режимы давления газа в сетях низкого давления

А. М. ЛЕВИН

Повышение давления в городских газораспределительных сетях является давно назревшим вопросом. Помещая в порядке обсуждения статью А. М. Левина, редакция просит читателей журнала принять активное участие во всестороннем освещении этого актуального мероприятия.

Одним из существенных факторов, влияющих на работу приборов, безопасность их эксплуатации и экономичность системы газоснабжения, являются режимы давления газа в сетях низкого давления; они должны быть спроектированы так, чтобы отклонения тепловых нагрузок газовых приборов от некоторой номинальной величины не превышали допустимого значения.

Представим условно газораспределительную сеть низкого давления в виде прямой трубы с ответвлениями к потребителям (см. рисунок).

Обозначим: P_n — номинальное давление газа перед прибором; K_1 и K_2 — коэффициенты максимально допустимого увеличения и уменьшения давления газа перед прибором по сравнению с номинальным; $P_{\text{макс}} = K_1 P_n$ и $P_{\text{мин}} = K_2 P_n$ — максимально и минимально допустимое давление газа перед прибором; P_A и P_B — давления газа в сети перед ближайшим к регулярной станции и перед наиболее отдаленным от нее ответвлением; $\Delta P = P_{A_{\text{макс}}} - P_{B_{\text{мин}}}$ — максимальный перепад давления в сети; $\Delta P_{\text{кв}}^{\text{сч}}$ — потеря давления в квартирном счетчике; $\Delta P_{\text{отв}}^{\text{сч}}$ — максимальный перепад давления в ответвлении, не включая $\Delta P_{\text{сч}}$; $\Delta P_{\text{сум}}^{\text{сч}} = \Delta P_{\text{отв}}^{\text{сч}} + \Delta P_{\text{сч}}$ — суммарный максимальный перепад давления от станции до наиболее удаленных приборов.

Расчет ведется на максимальные часовые расходы газа. Приборы ближайшего ответвления будут работать при наибольшем давлении газа, когда $P_A = P_{A_{\text{макс}}}$, а сопротивление самого ответвления $\Delta P_{\text{отв}}$ близко к нулю (совпадение максимального расхода в сети с минимальным расходом в ближайшем ответвлении).

Чтобы давление перед прибором не выходило при этом за $P_{\text{макс}} = K_1 P_n$, максимальное давление на выходе из станции не должно превышать $P_{A_{\text{макс}}} = K_1 P_n + \Delta P_{\text{сч}}$.

Приборы наиболее отдаленного ответвления будут работать при наименьшем давлении газа, когда $P_B = P_{B_{\text{мин}}}$, а сопротивление самого ответвления максимально (совпадение максимального расхода в сети с максимальным расходом в ответвлении). Следовательно, минимальное давление в конце сети определится из условия $P_{B_{\text{мин}}} = K_2 P_n + \Delta P_{\text{сч}} + \Delta P_{\text{отв}}$. Соответственно максимальный суммарный перепад будет равен

$$\Delta P_{\text{сум}} = (K_1 - K_2) P_n + \Delta P_{\text{сч}}, \quad (1)$$

а максимальный перепад в сети

$$\Delta P = P_{A_{\text{макс}}} - P_{B_{\text{мин}}} = (K_1 - K_2) P_n - \Delta P_{\text{отв}}. \quad (2)$$

До рассмотрения методики определения величины $\Delta P_{\text{отв}}$, будем считать ее, как это принято в отечественной практике, постоянной и равной 20 мм вод. ст.; сопротивление счетчика 10 мм вод. ст.

Выбор величины перепада давления в сети.

По формуле (2) величина допустимого перепада давления в сети зависит от P_n , на которое рассчитаны бытовые газовые приборы, и от K_1 и K_2 .

По выбору номинального давления газа перед приборами нет достаточной ясности; значения этой величины принимаются в различных странах различными и изменяются в широких пределах. В большинстве стран Западной Европы для искусственного газа было принято первоначально 25 ÷ 30 мм вод. ст., в настоящее же время 40 ÷ 60 мм вод. ст. [1]; в США приняты более высокие нормы; для искусственного газа 100 ÷ 150 мм вод. ст.; для природного газа 150 ÷ 200 мм вод. ст.; в Англии давления повышены до 100 ÷ 125 мм вод. ст., а в некоторых городах и до 150 мм вод. ст. (для искусственных газов); в Голландии в результате проведенных исследований [2] принято для природного газа давление 300 — 400 мм вод. ст.

В СССР проектные организации принимают для искусственных газов давление 40—60 мм вод. ст., а для природного газа 80—100 мм вод. ст.; столь низкие давления газа приводят к выбору слишком малых перепадов давления и излишним затратам металла на трубы, что совершенно не оправдано в наших условиях.

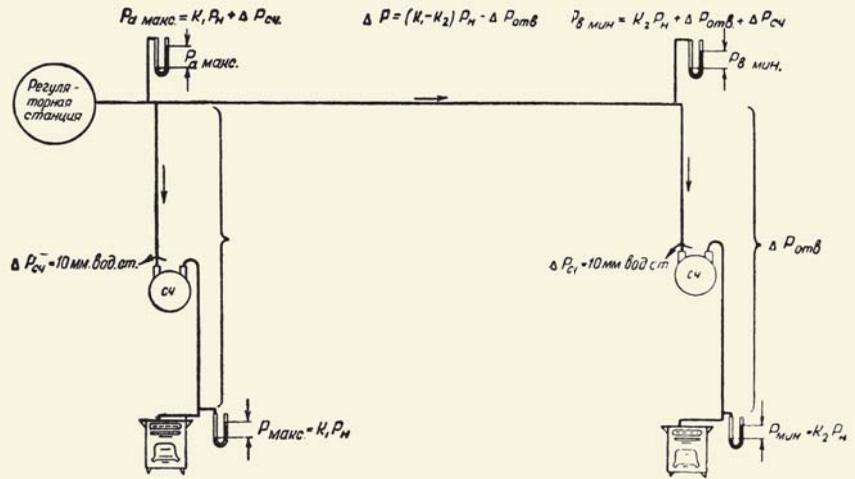
В результате проведенных исследований* Институт использования газа АН УССР возбудил вопрос о пересмотре принятых значений давления.

Для обоснования принимаемых ныне давлений некоторые заводы [3, 4] ссылаются на эмпирическую формулу

$$P_{\text{н}} = \frac{1,14Q_{\text{р}}^{\text{н}}}{100} + 7,5 \text{ мм вод. ст.} \quad (3)$$

Эта формула физически не обоснована. Действительно, независимо от теплотворности сжигаемого газа газовые атмосферные горелки можно конструировать на любое давление газа. Номинальный расход газа можно получить при различных давлениях газа перед прибором, изменяя соответственно диаметр выходного отверстия газового сопла. Нетрудно обеспечить при различных давлениях и одинаковую степень подсоса первичного воздуха к горелке. Если же при различных давлениях газа расход газа и подсос первичного воздуха одинаковы, то одинаковыми будут и показатели работы горелки (к. п. д., устойчивость пламени, содержание СО в продуктах сгорания). Следовательно, величина номинального давления газа перед приборами не лимитируется требованиями их эксплуатации или же теплотворностью газа и его следует выбирать возможно большим, чтобы увеличить допустимые перепады давления в сетях.

Однако нельзя и чрезмерно увеличивать номинальное давление. По нашему мнению, его надо выбирать таким, чтобы максимальное давление в сети не превышало величины, определяемой



условиями эксплуатации наиболее слабого места в системе газоснабжения. Для систем газоснабжения на природном газе (без применения местных регуляторов давления) таким наиболее слабым местом являются квартирные газовые счетчики; они испытываются на давление 500 мм вод. ст., но согласно паспортным данным могут эксплуатироваться при давлениях до 300 мм вод. ст. Это давление и следует принимать в качестве максимального для сетей, питаемых природным газом. Нами принято это давление (с некоторым запасом) равным 270 мм вод. ст.

Для систем газоснабжения на искусственном газе можно ограничиться принятым в настоящее время максимально допустимым давлением, равным 200 мм вод. ст., ввиду токсичности искусственных газов.

При решении вопроса о повышении давления следует отметить зависимость между давлением и утечками газа. Принято считать, что утечки возрастают пропорционально корню квадратному из давления или даже пропорционально давлению газа, но по новым исследованиям [5] делается вывод об уменьшении утечек с увеличением давления; это объясняется тем, что при более высоком давлении утечка раньше и легче обнаруживается, а дополнительные затраты на профилактику и отыскание мест утечек перекрываются экономией от уменьшения потерь газа.

Следует также напомнить, что принятые нормы давлений и перепадов давлений в газовых сетях на практике неоднократно нарушаются; так, в Харькове давление коксового газа в сетях низкого давления

* Результаты докладывались автором на совещаниях и конференциях по газоснабжению: в 1953 г. в Киеве, в 1954 г. во Львове и Куйбышеве.

доходит до 350 — 400 мм вод. ст., во многих городах западных областей УССР давление природного газа превышает 500 мм вод. ст. Но даже при таких ненормально высоких давлениях не возникает осложнений, каких можно было бы ожидать.

Кроме того, давление газа на выходе из регуляторной станции доходит до рекомендуемого предельного значения только в часы максимального газопотребления. В остальное время потери давления меньше и отпадает необходимость в поддержании максимальных давлений газа после регулятора. У большинства применяемых регуляторов настройка давления соответственно проходящему или ожидаемому расходу производится вручную; имеется также ряд новых конструкций, где регулирование давления по расходу осуществляется автоматически. В литературе нет указаний, какой должна быть характеристика регулятора и как должно изменяться после него давление газа в зависимости от газопотребления, чтобы колебания давлений перед приборами потребителей были минимальными и давления нигде не выходили из установленных пределов.

Рассмотрение гидравлической характеристики разветвленных газовых сетей приводит к выводу, что желательная характеристика регулятора должна быть параболического типа и определяться уравнением

$$P_A = \frac{P_{A_{\max}} + P_{B_{\min}}}{2} + \frac{P_{A_{\max}} - P_{B_{\min}}}{2} \times \left(\frac{v}{v_{\max}} \right)^{1,75}, \quad (4)$$

где $\frac{v}{v_{\max}}$ отношение расхода газа, проходящего в данный момент через регулятор, к максимальной пропускной способности регулятора.

Характеристика регулятора для рекомендуемых нами ниже давлений природного газа получит следующий вид (после подстановки числовых данных):

$$P_A = 195 + 75 \left(\frac{v}{v_{\max}} \right)^{1,75},$$

а для искусственного газа

$$P_A = 147,5 + 52,5 \left(\frac{v}{z_{\max}} \right)^{1,75}.$$

Следовательно, в часы малого газопотребления ($V \approx 0$) давление природного газа в сети будет около 195 мм вод. ст., а искусственного газа около 150 мм вод. ст.

Регулирование давления по предлагаемым характеристикам обеспечивает наименьшие колебания тепловых нагрузок приборов у большинства потребителей и позволяет избегать излишне большого давления в сети в периоды малого газопотребления.

На основании изложенного считаем целесообразным увеличить в сетях низкого давления допустимое давление нетоксичного природного газа до 300 мм вод. ст.; для искусственных газов можно оставить давление 200 мм вод. ст.

Для определения перепадов давления следует знать помимо номинального давления значения коэффициентов K_1 и K_2 , которые устанавливаются в соответствии с эксплуатационной характеристикой горелок бытовых газовых приборов. Наиболее распространенными из них являются газовые плиты, условия работы которых и являются определяющими для выбора значений K_1 и K_2 .

Значения K_1 и K_2 выбираются из следующих соображений. С увеличением давления газа перед горелкой сверх номинального увеличивается тепловая нагрузка горелки и теплонапряженность огневых отверстий, удлиняется пламя, уменьшается к. п. д., становится возможным отрыв факелов от огневых отверстий, увеличивается содержание СО в продуктах сгорания (по литературным данным). Поэтому горелку не следует перегружать сверх определенных пределов.

Снижение давления газа, а следовательно, и тепловой нагрузки горелки не связано с ухудшением сгорания газа, но при этом увеличивается время приготовления пищи, поэтому чрезмерное понижение давления газа также недопустимо.

По ГОСТ на газовые плиты горелки должны удовлетворительно работать при давлениях газа $0,5 P_{\text{н}}$, $P_{\text{н}}$ и $1,5 P_{\text{н}}$ ($K_2 = 0,5$; $K_1 = 1,5$). Эти значения приняты в основном и в зарубежной практике.

По имеющимся в литературе данным тепловая нагрузка горелок газовых плит не должна превышать номинальной более чем на 20% ($K_1 = 1,44$). Проведенное нами исследование бытовых газовых приборов подтвердило целесообразность выбора значений $K_1 = 1,44$ и $K_2 = 0,5$, которыми мы и пользуемся в дальнейшем.

Приняв $K_1 = 1,44$ и $K_2 = 0,5$, получим различные значения давлений газа в сети в зависимости от максимально допустимого (табл. 1).

В настоящее время сети для природного газа рассчитывают по допустимому перепаду 50 мм вод. ст. при

Т а б л и ц а 1

Давления газа в сети в мм вод. ст. в зависимости от максимально допустимого давления

	Максимально допустимое давление газа в сети $P_{A_{\max}}$ мм вод. ст.			
	200	270	300	500
Номинальное давление газа перед приборами P_n	130	180	200	340
Максимальное давление газа перед приборами $1,44 P_n$	190	260	290	490
Минимальное давление газа перед приборами $0,5 P_n$	65	90	100	170
Суммарный перепад давления в сети $\Delta P_{\text{сум}}$	135	180	200	330
Минимальное давление газа перед наиболее удаленным ответвлением (при $P_{\text{отв}} = 20$ мм вод. ст. $0,5 P_n + 30$)	95	120	130	200
Перепад давления в распределительной сети ΔP	105	150	170	300

$P_n = 80$ или 100 мм вод. ст.; сети для искусственного газа — по допустимому перепаду около 35 мм вод. ст. при $P_n = 60$ мм вод. ст., а некоторые проектные организации [1] принимают в этом случае $\Delta P = 26$ мм вод. ст.

Переход на $P_n = 180$ мм вод. ст. для природного газа и 130 мм вод. ст. для искусственного газа позволит увеличить перепады давления в сети соответственно до 150 и до 105 мм вод. ст., т. е. увеличить их втрое по сравнению с принятыми в настоящее время. Такое увеличение перепадов уменьшает диаметры труб и дает экономию металла при строительстве газовых сетей низкого давления свыше 20% . При составлении проектов по прилагаемым рекомендациям следует оговаривать постановку газовых приборов, отрегулированных на более высокое номинальное давление, чем обычно.

Перерегулировка газовых приборов на повышенное давление открывает большие возможности также и для увеличения пропускной способности действующих сетей. При хорошем их состоянии увеличение перепада давления в три раза повысит пропускную способность сети на 80% без дополнительных капиталовложений; такое мероприятие более экономично, чем укладка дополнительных труб, постройка новых регуляторных станций, установка домовых или квартирных регуляторов давления.

Большие преимущества перехода на повышенные давления побудили провести проверку предлагаемых мероприятий в одном из районов Киева. Газовая сеть этого района питается природным газом от одной регуляторной станции и не закольцована с остальными сетями низкого давления; общая ее протяженность 20 км. В районе около 2500 газифицированных квартир с 2755 плитами 430 ваннных колонок и 645 отопительных печей. Максимальное газопотребление района $2000—2500$ м³/час.

В июне-июле 1954 г. была проведена перерегулировка всех приборов с 80 на 180 мм вод. ст., для чего все нерегулируемые сопла конфорочных горелок плит были заменены соплами с диаметром выходного отверстия $1,1$ мм, а регулируемые сопла конфорочных горелок духовых шкафов отрегулированы так, чтобы номинальное количество газа проходило через них при давлении около 180 мм вод. ст.

Для перерегулировки колонок типа КГ ограничительное кольцо на газовом кране устанавливалось в такое положение, чтобы при максимальном открытии крана расход газа не превышал паспортную величину.

До конца декабря 1954 г. перепады давления в сети района не превышали 80 мм вод. ст. и режимы давлений на выходе из регуляторной станции поддерживались $190—200$ мм вод. ст. В январе 1955 г. газопотребление района возросло и давление на выходе из регуляторной станции повысили до $230—270$ мм вод. ст. в дневное время и до 190 мм вод. ст. в ночное время.

Анализ продуктов сгорания в отрегулированных горелках показал, что содержание в них СО меньше допустимой нормы, коэффициент же полезного действия их несколько улучшился благодаря хорошей регулировке их на номинальную нагрузку.

За полуторагодовой период эксплуатации в районе не было ни одной аварии; за первые четыре месяца сократилось число утечек газа в квартирах, что объясняется профилактическим осмотром квартирных сетей, произведенным одновременно с перерегулировкой приборов. После перерегулировки приборов максимальный перепад в сети данного района может составлять 150 мм вод. ст., а давления газа перед горелками не будут выходить за пределы $1,44$ и $0,5 P_n$.

До перерегулировки горелок и повышения давления допустимый перепад в сети составлял при одинаковых условиях эксплуатации приборов 55 мм вод. ст.

Этот положительный опыт подтверждает целесообразность и надежность предлагаемых новых режимов давления газа.

Выбор перепада давления в водах к потребителям. В литературе не освещен вопрос о желательном соотношении между допустимыми перепадами давления в распределительных сетях и в ответвлениях. Перепад давления в ответвлении $\Delta P_{\text{отв}}$ обычно выбирается равным 15—20 мм вод. ст. для искусственного и 20—25 мм вод. ст. для природного газа.

Такой выбор перепада давления экономически не обоснован; его следует определять на основании технико-экономического расчета из условий минимальных суммарных затрат металла на распределительные сети и ответвления.

Расход металла на распределительные сети можно определить так:

$$M_c = \frac{A}{P^{0,21}}, \quad (5)$$

где A — коэффициент металлоемкости сети, зависящий от длины сети, количества подключенных объектов и потребления газа каждым объектом. Величина A в значительной степени определяется характером застройки данного района.

Перепад давления в ответвлениях принимается при проектировании примерно одинаковым для всех ответвлений, независимо от их расположения относительно сетевого регулятора. Поэтому для затрат металла на ответвления можно написать:

$$M_{\text{отв}} = \frac{B}{\Delta P_{\text{отв}}^{0,21}}, \quad (6)$$

где B — коэффициент металлоемкости ответвлений, зависящий от количества ответвлений в данном районе, средней длины одного ответвления, среднего количества газовых приборов в одном ответвлении и их газопотребления; значение коэффициента B также определяется характером застройки данного района. Суммарные металлозатраты в сети низкого давления равны

$$M_{\text{сум}} = \frac{A}{\Delta P^{0,21}} + \frac{B}{\Delta P_{\text{отв}}^{0,21}}. \quad (7)$$

Обозначив отношение $\frac{\Delta P_{\text{отв}}}{\Delta P + \Delta P_{\text{отв}}}$ через z , получим

$$M_{\text{сум}} = \frac{1}{(\Delta P + \Delta P_{\text{отв}})^{0,21}} \cdot \frac{A}{(1-z)^{0,21}} + \frac{B}{z^{0,21}}. \quad (8)$$

Значения коэффициентов A , B и суммы $\Delta P + \Delta P_{\text{отв}}$ не зависят от z .

Приравняв нулю первую производную от $M_{\text{сум}}$ по z , находим оптимальное значение $z_{\text{опт}}$, при котором $M_{\text{сум}}$ будет минимальным:

$$z_{\text{опт}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A}{B}\right)^{0,827}}. \quad (9)$$

Таким образом, значение $z_{\text{опт}}$ зависит от отношения A/B , т. е. в основном от характера застройки района, и для различных по типу объектов должно быть различным. Для небольшого города с малоэтажной застройкой значение A/B велико, а $z_{\text{опт}}$ мало. Следовательно, для такого города следует выбрать малые перепады давления в домовой разводке. Несколько увеличенные затраты металла на домовую разводку будут при этом перекрыты экономией металла в уличных сетях.

При плотной многоэтажной застройке значение A/B мало, а $z_{\text{опт}}$ велико. Увеличение перепада давления и экономия металла в домовой разводке приведут в данном случае к общей экономии металла в сетях.

Для численного определения значения $z_{\text{опт}}$ воспользуемся проектом норм расходования материалов на газификацию городов УССР, разработанным Институтом Укрگیпрокоммунэнерго в 1951 г. на основании ряда технорабочих проектов газовых сетей низкого давления. Вес труб для распределительных сетей низкого давления, приходящийся на одну квартиру, полученный по этим данным, указан в табл. 2.

Таблица 2

Тип застройки	Вес труб, кг	
	тонкостенных	толстостенных
Многоэтажная	53,59	74,43
Двухэтажная	73,28	121,60
Одноэтажная	150,55	209,00
Поселки индивидуальных застройщиков	189,37	325,70

Таблица 3

Тип застройки	B	Тонкостенные трубы			Толстостенные трубы		
		A	A/B	z _{опт}	A	A/B	z _{опт}
Многоэтажная	46,8	21,1	0,450	0,66	25,2	0,538	0,63
Двухэтажная	46,8	28,8	0,615	0,60	47,9	1,024	0,50
Одноэтажная	46,8	59,2	1,218	0,46	82,4	1,760	0,38
Поселки индивидуальных застройщиков ...	46,8	74,5	1,465	0,42	128,0	2,730	0,30

Расход труб на ответвление (ввод, дворовая, домовая и квартирная разводка) составляет в среднем на одну квартиру со счетчиком и газовой плитой 69,37 кг, а на квартиру со счетчиком, газовой плитой и колонкой 106,13 кг.

Принимая наличие в среднем в квартире одного счетчика, одной плиты и 0,5 ванной колонки, получим расход труб на ответвление, приходящийся на одну квартиру, 87,75 кг.

Учитывая, что в проектах, на основании которых определялся расход труб, перепад давления в распределительных сетях принимался ΔP = 80 мм вод. ст., а в ответвлениях ΔP_{отв} = 20 мм вод. ст., получим по уравнениям (5) и (6) значения коэффициентов A и B, а по уравнению (9) — значения z_{опт} (табл. 3).

Сравнение полученных значений z_{опт} с применяемыми в настоящее время показывает, что последние занижены, а перепады давления в ответвлениях слишком малы.

Оценим возможную величину перерасхода металла, если при проектировании сетей принята величина z отличается от z_{опт}. Обозначив через M суммарные металлоложения в сети низкого давления при

$$\frac{\Delta P_{отв}}{\Delta P + \Delta P_{отв}} = z \quad \text{через } M_{мин} \quad \text{при} \quad \frac{\Delta P_{отв}}{P + \Delta P_{отв}} = z_{опт},$$

получим из (8)

$$\frac{M}{M_{мин}} = \frac{(1 - z_{опт})^{1,21}}{(1 - z)^{0,21}} + \frac{z_{опт}^{1,21}}{z^{1,21}} \quad (10)$$

При газификации Киева было принято ΔP = 80 мм вод. ст. и ΔP_{отв} = 20 мм вод. ст.; следовательно,

$$z = \frac{20}{80 + 20} = 0,2.$$

При многоэтажной застройке и толстостенных трубах z_{опт} = 0,63. Подставляя эти значения в (10), получим

$$M = 1,115 M_{мин}.$$

Учитывая даже возможную неточность исходных данных, можно все же сделать вывод о том, что правильное распределение суммарного перепада давления между распределительными сетями и ответвлениями позволило бы сократить суммарные металлоложения в сети низкого давления при многоэтажной застройке на величину порядка 10%.

Выводы

1. Расход металла на газовые сети низкого давления зависит от выбора номинального давления газа перед бытовыми приборами и допустимых отклонений тепловой нагрузки приборов от номинальной.

На основании проведенных исследований рекомендуется выбирать номинальные и максимальные давления, как указано в табл. 4.

Таблица 4

Наименование рекомендуемой величины	Для природного газа	Для искусственного газа
Номинальное давление перед прибором P _н	180	130
Максимальное давление перед прибором P _{макс}	260	190
Минимальное давление перед прибором P _{мин}	90	65
Расчетное давление газа после регулятора в часы максимального расхода P _{Амакс} ...	270	200
Суммарный перепад давления от регулятора до наиболее отдаленных приборов ΔP _{сум}	180	135

Выбор рекомендуемых величин вместо принятых в настоящее время позволит сэкономить около 20% металла при строительстве газораспределительных сетей или же увеличить пропускную способность уложенных сетей на 80—100%.

2. При проектировании газоснабжения городов следует оговаривать поставку газовых бытовых приборов, рассчитанных на указанное выше номинальное давление газа.

Легко осуществим перевод эксплуатационных приборов на повышенное давление с сохранением неизменными тепловой нагрузки горелок и состава газо-воздушной смеси. Теплотехнические и санитарно-гигиенические качества приборов при этом не изменяются.

3. Распределение суммарного перепада давления на перепад в распределительных сетях и перепад в ответвлениях следует производить из условий минимальных суммарных металлозатрат в сети низкого давления, учитывая при этом характер застройки газифицируемого объекта.

Определив суммарный перепад $\Delta P_{\text{сум}}$, следует выбрать перепад давления в ответвлении по формуле $\Delta P_{\text{отв}} = z_{\text{отв}} \cdot (\Delta P_{\text{сум}} - 10)$ мм вод. ст. Значения $z_{\text{отв}}$ для различных случаев приведены выше. Перепад давления в распределительных сетях определится как

$$\Delta P = \Delta P_{\text{сум}} - \Delta P_{\text{отв}} - 10 \text{ мм вод. ст.}$$

В настоящее время перепады давления в ответвлениях выбираются заниженными, что ведет к перерасходу около 10% металла на сети низкого давления (при многоэтажной застройке).

В основу ряда выполненных проектов газоснабжения городов заложены малые значения номинального давления газа перед приборами и перепада в распределительных сетях. Хотя строительство сетей по некоторым из этих проектов уже ведется, можно еще обеспечить значительную экономию металла на ответвлениях, приняв большие значения перепада давления $\Delta P_{\text{отв}}$ и обеспечив поставку приборов, рассчитанных на повышенное давление.

ЛИТЕРАТУРА

1. Schaack Das Gas und Wasserfach, № 13, 1955, s. 419—423.
2. Tinbergen Het Gas, v. 72, 1952 p. 251—261.
3. Стаскевич, Газоснабжение городов, ч. IV. Гостоптехиздат, 1953.
4. Нечаев М. А. Газоснабжение городского хозяйства. Изд-во МКХ РСФСР, 1953.
5. Baarse I. Het Gas, v. 74, 1954, p. 149—151 и 167—171.

Уплотнение раструбов чугунных газопроводов

Я. А. МИЛЬШТЕЙН

Эксплуатация подземных газопроводов требует постоянного контроля их плотности для своевременного выявления и устранения утечек газа. Это обуславливает необходимость систематического осмотра трасс газопроводов и колодцев, производства профилактического и капитального ремонта.

На чугунных газопроводах утечки газа происходят главным образом в раструбных соединениях. Причины утечек известны: это сотрясения и вибрации грунта, возникающие от движения транспорта, а также высыхание и разрушение просмоленного пенькового уплотнителя. Последнее особенно сильно сказывается при газоснабжении осушенным природным газом и это заставило искать способы его увлажнения. Совсем недавно была разработана конструкция специальной установки

для подачи масляного тумана в газопровод в целях борьбы с утечками, вызываемыми нарушением уплотнения раструбов. Проведенные испытания этой установки дали положительные результаты и она передана в эксплуатацию.

Для устранения утечки газа обычно раскапывают газопровод, производят замену разрушенных частей мягкого уплотнителя и перезаливку раструбов.

Последние три года в Москве практиковалась также установка битумных муфт для усиления плотности раструбных соединений.

В практике газоснабжения зарубежных стран уплотнение раструбов чугунных газопроводов осуществляется посредством специальных натяжных муфт с резиновыми уплотнителями. Многолетний опыт

применения этих муфт доказал «их надежность в эксплуатации».

Московский газовый завод изготовил по чертежам института Мосподземпроект опытную партию уплотнительных муфт, а трест Мосгаз установил их на раструбных соединениях одного из участков чугунного газопровода Москвы. Результаты первого опытного применения этих муфт оказались положительными, и в настоящее время завод начал выпускать в серийном порядке муфты различных размеров для газопроводов диаметром 200—900 мм.

Следует отметить, что состояние труб чугунного газопровода Москвы, пролежавших в земле 60—70 лет и вскрытых в этом году для ремонта раструбов, оказалось вполне удовлетворительным. Очевидно, что при надежном уплотнении раструбных соединений эти трубы могут успешно находиться в эксплуатации еще много лет.

На фиг. 1 изображен общий вид муфты в собранном виде, установленной на раструбном соединении чугунного газопровода.

Конструктивные элементы муфты видны из рис. 2.

Муфта состоит из нескольких анкерных секторов, собираемых на болтах в кольцо, и прижимного кольца, также собранного из нескольких частей. Разборная конструкция муфты позволяет устанавливать ее на раструбных соединениях во время ремонта действующих чугунных газопроводов. Уплотнителем муфты является резиновое кольцо, согнутое из фасонного резинового шнура, изготовленного из масло- и бензостойкой резины.

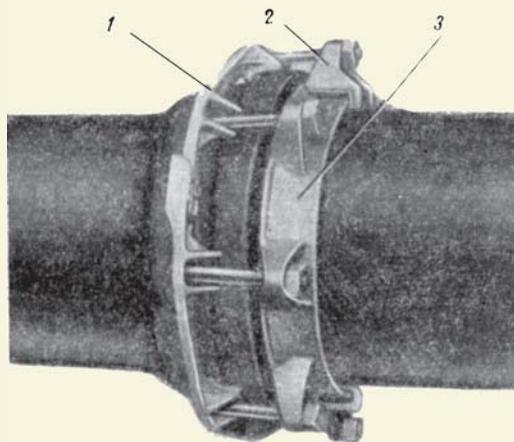


Рис. 1.

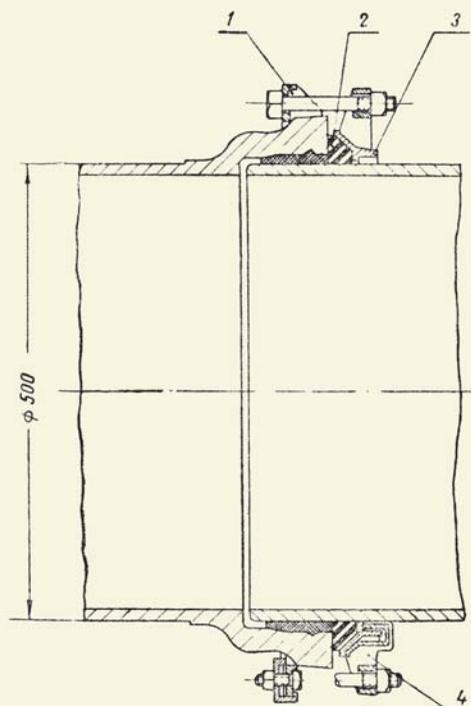


Рис. 2.

- 1 — анкерный сектор; 2 — прижимное полукольцо (сектор);
3 — резиновый уплотнитель; 4 — скоба.

Зазубренные концы анкерных секторов и продолговатые отверстия в них под болты (рис. 3) обеспечивают легкость и точность установки муфты на раструбе и дают возможность компенсировать отклонения в размерах наружных диаметров чугунных труб.

Основные детали муфты (рис. 1) анкерные секторы 1, прижимные полукольца 3 и скобы 2 должны изготавливаться из высококачественного ковкого чугуна марки КЧ-37-12 с механическими свойствами согласно требованиям ГОСТ 1215-41.

Отливки деталей муфты до сборки правят и тщательно проверяют, чтобы они не имели заусенцев, раковин, трещин, посторонних включений и других дефектов, могущих снизить прочность муфты. Анкерные секторы и прижимные полукольца собираются на болтах и в виде колец проверяются по шаблону на прямолинейность плоскостей (торцов), соблюдение радиусов кривизны и чертежных размеров. После этого детали муфты окрашиваются асфальтовым лаком, а болты и гайки густо смазываются солидолом или тавотом.

Количество деталей, составляющих комплект муфты, зависит от диаметра газопровода и приводится в следующей таблице.

Наименование деталей	Диаметры газопроводов, мм			
	200, 250, 300	350, 400	500, 600	900
Анкерный сектор	3	4	6	10
Прижимное полукольцо (сектор)	2	4	3	5
Скоба	2	4	3	5
Вставка	4	8	6	10
Соединительные болты с гайками	9	12	18	30

Необходимо иметь в виду, что описанная выше муфта применяется в качестве средства усиления плотности стыка при ремонте чугунных подземных газопроводов. Поэтому установку такой муфты следует производить только после ремонта существующего уплотнения раструба и тщательной проверки плотности раструбного соединения.

Порядок сборки и установки муфты на раструбное соединение следующий. На раструбе собирают из секторов анкерное кольцо муфты, а на трубе без раструба — прижимное кольцо. Оба кольца — анкерное и прижимное — схватывают болтами и пропускают резиновый шнур так, чтобы, охватив им трубу, концы сошлись наверху. Затем концы образовавшегося резинового кольца срезают под углом 45° и оставляют между ними зазор в 3—4 мм для лучшего уплотнения раструба при затяжке болтов.

Затяжка болтов, соединяющих анкерное и прижимное кольца муфты, производится равномерно, перекрестным способом. Затяжку нужно производить ключом нормальной длины усилием руки до тех пор, пока не начнется выпучивание резинового кольца. При этом не следует допускать чрезмерного выпучивания резинового уплотнителя, поэтому в процессе затяжки болтов необходимо 2—3 раза

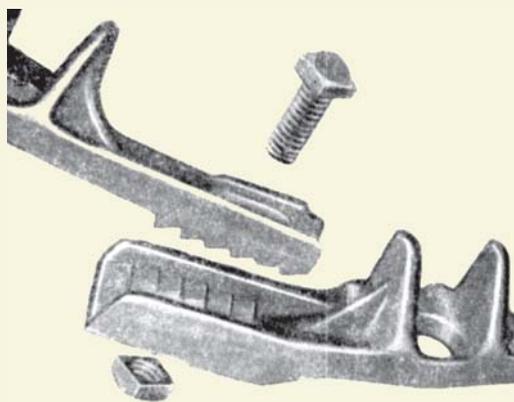


Рис. 3.

обстучать резиновое кольцо по всей окружности. Применение трубок для удлинения ключа или других средств усиления затяжки болтов не допускается.

При сборке прижимного кольца вставки используются по мере надобности в зависимости от величины отклонения наружного диаметра чугунной трубы. Скобы вставляются в соответствующие гнезда на стыках прижимных полуколец (секторов) и стягиваются болтами с анкерным кольцом, как описано выше.

После установки муфты производят изоляцию ее двойным слоем праймера и лишь после просушки второго слоя праймера засыпают котлован. При этом необходимо следить за качеством засыпки и трамбовки приямка под раструбом газопровода, соблюдая осторожность, чтобы не повредить чугунных деталей муфты.

Учитывая трудоемкость работ и неудобства, связанные с раскопками улиц городов для производства ремонта подземных газопроводов, следует установить, чтобы монтаж вновь прокладываемых газопроводов из чугунных труб также производился с применением уплотнительных муфт, что значительно усилит плотность раструбных соединений и сделает их более долговечными.

Неметаллические газопроводы

К. С. ЗАРЕМБО

Успехи современной техники в области изготовления стальных труб и их применения для сооружения газопроводов любых назначений несомненно велики; современные стальные трубы в большинстве случаев удовлетворяют тем высоким техническим и экономическим требованиям, которые предъявляются к ним в трубопроводном газотранспортном деле. По этим причинам до настоящего времени не уделялось должного внимания возможности использования для сооружения газопроводов неметаллических труб; между тем некоторые их виды могли бы явиться заменителями стальных труб, особенно там, где транспортируются газы, загрязненные агрессивными компонентами (сероводородом, углекислотой, влагой и др.).

Из отечественного опыта и литературы известно, что в условиях эксплуатации внутренняя поверхность стальных газопроводов систематически разрушается присутствующими в газовом потоке агрессивными компонентами; этот процесс разрушения влечет за собой уменьшение толщины стенки трубы, а также загрязнение газового потока металлической пылью, состоящей в основном из окислов железа, и если в газе содержится сероводород, то и сернистого железа; образующаяся таким образом дисперсная пыль приводит к засорению газопроводов, засорению арматуры и пр. Все эти явления развиваются тем быстрее, чем выше концентрации агрессивных примесей в транспортируемом газе.

Яркой иллюстрацией развития этих опасных явлений могут служить промышленные газопроводы, по которым транспортируется природный газ с повышенными концентрациями сероводорода; сочетание в таком газе сероводорода и влаги может очень быстро приводить трубы таких газопроводов в состояние их полной непригодности к дальнейшей эксплуатации. Приведем несколько примеров из газопромышленной практики отдельных районов Второго Баку.

В районе нефтепромышленного управления Ишимбайнефть, где добываемый вместе с нефтью природный газ содержит 2—11% сероводорода, насосные, газосборные и нагнетательные газопроводы приходят в негодность через 2—3 года; 10" газопровод от компрессорной станции до сероочистного цеха

газолинового завода на участке пересечения оврага выходит из строя через каждые два года; газопровод, пересекающий пойму р. Белой, приходилось заменять новым через каждые 1—1,5 года. При вскрытиях газопроводов этого района обнаруживаются засорения их продуктами коррозии, также требующие замены труб. Аналогичные явления развития внутренней коррозии промышленных газопроводов, хотя и в меньшей степени, наблюдаются на газопромышленных сетях Куйбышевской, Чкаловской и других областей Заволжья.

Коррозия внутренней поверхности стальных труб имеет место, как это известно из литературы и опыта эксплуатации отечественных газопроводов, не только на промышленных, но и на газопроводах иных назначений: магистральных, внутризаводских, городских (газораспределительных сетей городов и населенных пунктов) и др.

Не останавливаясь на указываемых современной техникой возможностях защиты от внутренней коррозии стальных газопроводов, а также на обзоре многих видов неметаллических труб, пригодных для сооружения промышленных газопроводов, следует отметить несомненную применимость для этих целей асбесто-цементных труб.

Асбесто-цементные трубы давно известны в нашей стране и имеют широкое применение для сооружения водопроводов, канализационных магистралей, кабельных проводок и т. д. Техника изготовления таких труб и их соединений, техника строительства асбесто-цементных трубопроводов большой протяженности и их эксплуатация в течение длительного времени показывают, что этот вид неметаллических трубопроводов оправдал предъявляемые к нему технические и экономические требования и завоевал прочные позиции в трубопроводном транспорте многих продуктов.

Какова же возможность использования асбесто-цементных труб для сооружения газопроводов и, в частности, тех газопроводов, которые служат для транспорта загрязненных агрессивными компонентами газов?

В СССР проводились уже неоднократно промышленные опыты применения асбесто-цементных труб для сооружения газопроводов; такие опыты известны

и в зарубежной практике. Этим опытам предшествовали длительные и фундаментальные исследования с положительными результатами. В тех случаях, когда сооружение таких газопроводов проходило с должной тщательностью, результаты получены вполне удовлетворительные. Наглядным примером может служить магистральный газопровод, проложенный в 1943 г. в Андижане для транспорта природного газа от промыслов до города. Уместно привести некоторые данные об этом газопроводе.

Для газопровода протяженностью 7,9 км применены асбоцементные трубы диаметром 12" (346 × 300 мм); длиной по 4 м; для стыковых соединений использованы муфты типа Симплекс с резиновыми кольцами. Трасса газопровода проходит по сильно пересеченной местности. Поворотные участки газопровода в горизонтальной плоскости выполнены изогнутыми чугунными патрубками, соединенными с асботрубами муфтами типа Жиббо. Глубина заложения газопровода 1,2 м. Грунт по основной части трассы лессовидный, сухой; участок газопровода длиной 3 км проложен по хлопковому полю, орошаемому в вегетационные периоды года. Эксплуатационное давление газа в газопроводе 2 ат. Состав транспортируемого газа: 66,5% — CH_4 , 16,6% — C_2H_6 , 9,35% — C_3H_8 , 3,1% — C_4 и выше, 0,21% — CO_2 , 4,25% — N_2 , 0,025% — H_2S , O_2 нет. Среднегодовая температура газа в газопроводе +15,7°, колебания от +11,1° зимой до 25° летом.

Этот газопровод был введен в нормальную эксплуатацию в 1944 г. и до сего времени работает безаварийно. Следует отметить при этом, что он находится в сейсмическом районе; за истекшие годы в этом районе наблюдались землетрясения силой до 8 баллов; колебания почвы вызывали разрушения стальных газопроводов в этом районе, но не повлекли за собой ни одного случая повреждения асботрубного газопровода.

Одновременно с обобщением приведенных выше данных по этому газопроводу руководством конторы Андижангаз были вырезаны два образца асботруб: один образец был вырезан из эксплуатируемого газопровода, второй — из трубы той же партии, но хранившейся столько же лет на территории склада. Сопоставимое изучение обоих образцов, проведенное в лабораториях институтов ВНИИ-асбестцемент и ВНИИ, показало, что многолетняя эксплуатация улучшила качества этих труб; образец трубы, выре-

занной из эксплуатируемого газопровода, показал полную газонепроницаемость при давлении газа 2 ати, водопоглощаемость этого образца уменьшилась и составила 12,89% против 15,78% в образце из трубы, лежавшей на окладе; объемный вес его повысился до 1,85 г/см³ против 1,68 г/см³ в образце со склада; заметные изменения произошли в физической структуре тела трубы в сторону ее уплотнения. Таким образом более чем десятилетний опыт промышленной эксплуатации этого магистрального газопровода, сооруженного из асесто-цементных труб, оказался вполне успешным и подтверждает техническую возможность применения асботруб для сооружения промышленных газопроводов.

В аспекте поставленного вопроса можно указать на то, что продолжающиеся исследования в области использования асботруб для сооружения газопроводов выявили дополнительные возможности совершенствования качества этих неметаллических труб.

Работами указанных двух институтов и завода «Красный строитель» было установлено [1], что покрытие внутренней поверхности асботруб защитной газонепроницаемой пленкой, например лаком этиноль, позволяет получить трубы, не пропускаемые для газа при давлениях 20 ати. Армирование этих труб стальной проволокой позволяет получить трубы, выдерживающие внутреннее давление потока транспортируемого продукта до 40 ати. Сочетание армировки и покрытия лаком дает возможность изготавливать асботрубы для сооружения газопроводов на достаточно высокие давления.

Все приведенные материалы позволяют рассматривать асесто-цементные трубы как вполне пригодные для сооружения промышленных газопроводов и в первую очередь промысловых газопроводов, предназначенных транспортировать при сравнительно невысоких давлениях агрессивные (загрязненные сероводородом) газы.

Опыт работы андижанского газопровода и материалы исследований институтов и завода указывают на необходимость для большего успеха дела дополнительно изучить некоторые недоработанные вопросы:

а) изменение технологии производства этих труб с целью увеличения плотности тела трубы;

б) уточнение технологии покрытия внутренней поверхности труб газонепроницаемой пленкой лака в заводских условиях;

в) разработка усовершенствованной конструкции соединительных муфт, обеспечивающих газонепроницаемость и механическую прочность стыковых соединений, особенно при повышенных и высоких давлениях;

г) доработка технологии процесса и конструкции механизмов для внешней армировки труб стальной проволокой. Последняя позиция нужна для промышленной реализации производства асботруб на давления, превышающие стандартные испытательные давления ныне изготавливаемых асботруб.

Выполнение этих дополнительных работ должно идти одновременно с подготовкой к сооружению опытно-промышленного газопровода, например, в системе нефтепромыслового управления Ишимбайнефть, на котором можно было бы проверить работу асбесто-цементных труб в условиях промышленной эксплуатации на газовых промыслах.

Сооружение указанного опытно-промышленного газопровода, как и дополнительные исследования, могут быть без всякого сомнения выполнены в строительном сезоне 1956 г., если Министерство промышленности строительных материалов, в системе которого находятся наши асбесто-цементные заводы, проявит больший интерес и большую активность в реализации этого важного с народнохозяйственной точки зрения начинания.

Выше речь шла об асбесто-цементных трубах, пригодных для сооружения промышленных газопроводов.

Современная техника указывает также иные виды неметаллических труб, которые могут быть использованы в перспективе в качестве заменителей стальных труб. Из них наиболее перспективными следует считать неметаллические трубы, изготавливаемые на основе пластмасс или с добавлением

пластмасс в качестве связующего вещества (например, трубы из стекловолокнистого материала).

Следует также изучить возможность применения для транспорта газа труб из винилпласта, текстолита, фаолита, которые получили уже широкое применение в химической промышленности для транспорта агрессивных жидкостей.

Перечень неметаллических материалов, в принципе применимых для изготовления газопроводных труб можно было бы значительно расширить. Трубы деревянные (фанерные), стеклянные, железобетонные, керамические и множество других могли бы дополнить этот перечень. Не останавливаясь на сравнительной оценке этих видов неметаллических труб, на результатах опытов с ними, следует отметить, что современный прогресс в области производства неметаллических материалов и большое народнохозяйственное значение замены стальных труб трубами неметаллическими диктуют настоятельную необходимость привлечения серьезного внимания научно-исследовательской и технической мысли к этой области техники. Наряду с указанными мероприятиями в области использования асбесто-цементных труб заинтересованными организациями специализированными научно-исследовательскими институтами должны быть намечены мероприятия по дальнейшему продвижению техники изготовления неметаллических труб различных видов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Жданова Н. В., Зарембо К. С., Михайловский П. А., Рабинов И. Л. Поверхностное покрытие асбоцементных труб для увеличения их газонепроницаемости. Труды Всесоюзного нефтегазового научно-исследовательского института, вып. V. Гостоптехиздат, 1954.

О направлении развития газобензиновой промышленности

А. Л. ХАЛИФ, В. С. ЕРЕМЕНКО

Попутные газы большинства нефтяных месторождений Союза содержат значительное количество газового бензина, этана, пропана и бутанов.

В шестой пятилетке намечено широкое применение пропана и бутана для бытового и промышленного газоснабжения, в качестве моторного топлива и сырья для химической промышленности, поэтому необходимо систематически наращивать мощности газобензиновых заводов, чтобы обеспечить отбензинивание всех собираемых попутных газов.

В настоящее время продукция газобензиновых заводов применяется в основном как топливо для бытовых нужд и двигателей внутреннего сгорания. Однако эти продукты являются хорошим сырьем для химической промышленности, поэтому необходимо быстрее строить заводы по их химической переработке.

Рассмотрим основные направления использования газового бензина и индивидуальных углеводородов, получаемых на газобензиновых заводах.

Вновь строящиеся газобензиновые заводы должны выпускать стабильный газовый бензин с упругостью паров 650—750 мм. Этот бензин направляется на нефтеперегонные заводы, где подлежит смешению с авиа- или автобензином. Проведенные у нас в Союзе испытания показали, что туймазинский газовый бензин с упругостью паров 600 мм не может в чистом виде применяться как автобензин вследствие образования газовых пробок и перегрева двигателя. Однако смешение газового бензина с автобензином в соотношениях 15—50% значительно облагораживает товарный автобензин, так как улучшает запуск двигателя на холоду и приемистость его к этиловой жидкости, уменьшает смолообразование при хранении, сокращает время разгона автомобиля и т. д.

В США основное количество газового бензина идет на смешение с автомобильным. Из общего количества автобензина, вырабатываемого в США, до 12% составляет газовый бензин. При этом, как правило, смешение газового бензина производится на нефтеперегонных заводах.

В газовых бензинах, получаемых из попутных газов восточных районов, содержится значительное количество изопентана, являющегося сырьем для получения изопрена. Министерство химической промышленности должно использовать изопентан, который целесообразно выделять в виде самостоятельного продукта и передавать на переработку. При этом уменьшится упругость паров газового бензина, но вместе с тем снизится его октановое число.

Бутан является сырьем для получения синтетического каучука. Химическая промышленность должна использовать максимальное количество бутана для химической переработки. Следует учесть, что вследствие низкой упругости паров бутан в чистом виде не может применяться в обычных условиях как бытовое и автомобильное топливо, поэтому потребление бутана носит сезонный характер. Смесь бутана и пропана в определенных соотношениях удовлетворяет требованиям на летний сжиженный газ, но зимой дозировка бутана снижается и появляется избыток бутана.

Изобутан находит применение на нефтеперегонных заводах для получения алкилатов и может быть полностью там использован, поэтому изобутан подлежит выделению на всех газобензиновых заводах.

Благодаря высокой упругости паров пропан является прекрасным бытовым и автомобильным топливом как зимним, так и летним. Применение пропана или пропан-бутановой смеси создает большие удобства для газоснабжения городов,

совхозов и МТС, отдаленных от магистральных газопроводов. Кроме того, пропан применяется в процессах селективной очистки и деасфальтизации.

При пиролизе пропана образуются этилен и водород. Этилен подлежит переработке для получения этилового спирта. Наличие значительного количества этана во многих попутных газах ставит вопрос об его использовании для получения этилена и ряда химических продуктов (этилового спирта, моноэтаноламина, диэтиленгликоля, полиэтилена и т. д.). Однако вследствие плохой транспортабельности этана целесообразно либо сооружать цехи по химической переработке наряду с газобензиновыми заводами, либо недоизвлекать этан и пропан из газа перед его транспортом на дальние расстояния и затем извлекать их на месте в конце газопровода, где и сооружать химический комбинат.

Увеличение потребности в сжиженных газах ставит вопрос об углублении их извлечения из газов. Необходимо проектировать новые заводы и реконструировать старые с целью извлечения пропана на 70% и выше, а на заводах, на которых намечается применение углеводородов для получения химических продуктов, извлекать и этан.

Промышленные методы извлечения газового бензина и сжиженных газов базируются на следующих процессах: абсорбции, адсорбции и охлаждении.

Рассмотрим новые элементы, внесенные в эти процессы за последние годы.

Масляная абсорбция. Наиболее распространенной схемой современных газобензиновых заводов является масляная абсорбция. Анализ обычных технологических схем отбензинивания газов масляной абсорбцией, включающих абсорбцию, выветривание, выпарку и реабсорбцию или рекомпрессию, показывает, что эти схемы были рациональными при глубине извлечения пропана до 50%.

Стремление повысить извлечение пропана свыше 50% путем увеличения давления абсорбции или количества циркулирующего масла приводит к значительному поглощению метана и этана. Поскольку метан и этан препятствуют конденсации пропана и высших

углеводородов для снижения потерь этих фракций, приходится сильно расширять реабсорбцию или рекомпрессию, что совершенно нерационально.

В целях снижения содержания неконденсирующихся газов в насыщенном масле проводится его стабилизация в абсорбционно-отпарных колоннах. Глубина извлечения из насыщенного масла достигает в таких колоннах для метана 100%, а для этана до 95%. Выделение из насыщенного масла метана и этана позволяет в конденсаторе отпарной колонны сконденсировать все углеводороды от пропана и выше, что дает возможность ликвидировать рекомпрессию, а на газофракционирующей установке и деэтанизатор.

При высоких давлениях выпарки и большом количестве циркулирующего абсорбента его затруднительно нагреть в паровых подогревателях до высокой температуры, необходимой для полной выпарки бензина, так как требуется пар высокого давления. В таких случаях применяется нагрев насыщенного масла в трубчатых печах. Учитывая высокую термическую стойкость керосина абсорбента и слабое коксование труб, целесообразно изготовить змеевики печей без ретурбентов.

Следует отметить, что замена паровых подогревателей трубчатыми печами, кроме удобства эксплуатации, дает значительную экономию топлива, идущего на окончательный нагрев насыщенного масла. На рис. 1 приведена принципиальная схема современной маслоабсорбционной установки.

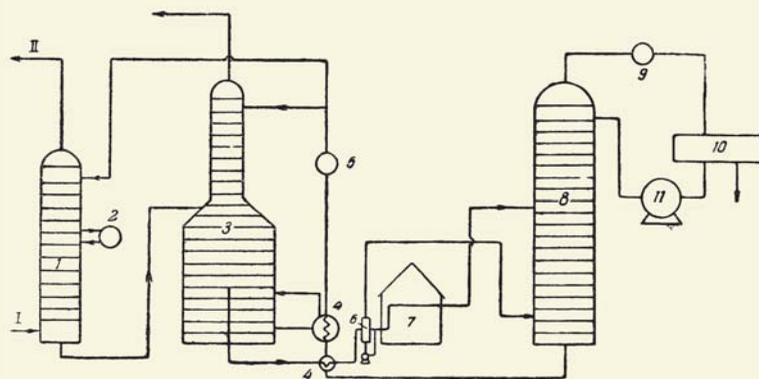


Рис. 1.

- 1 — абсорбер; 2 — промежуточное охлаждение; 3 — абсорбционноотпарная колонка; 4 — теплообменники; 5 — холодильник; 6 — горячий выветриватель; 7 — трубчатая печь; 8 — отпарная колонка; 9 — конденсатор-холодильник; 10 — емкость для орошения; 11 — насос орошения.

В целях повышения извлечения пропана перспективным является охлаждение масла, а иногда и газа пропаном или аммиаком. Охлаждение абсорбента и газа снижает количество циркулирующего масла и повышает селективность извлечения углеводородов. Охлаждение дает возможность также применять легкий абсорбент с молекулярным весом 150 и ниже. Применение облегченного масла также позволяет снизить количество циркулирующего масла.

Охлаждение дает возможность применять комбинацию легкого и тяжелого абсорбентов. Охлажденный легкий абсорбент извлекает целевые компоненты из газа, а тяжелый абсорбент извлекает из газа пары легкого абсорбента. За последние годы на газобензиновых заводах, особенно при недостатке воды, получили распространение воздушные холодильники. Воздушные холодильники применяются: для первой ступени охлаждения бензиновых паров выходящих из десорбера, для конденсации паров бутановой колонны, для охлаждения тощего абсорбента и т. д.

Одним из путей значительного снижения расхода водяного пара является замена последнего циркулирующим теплоносителем, нагреваемым в трубчатых печах. Этим же теплоносителем, обычно абсорбентом, производится ребойлирование газофракционирующих колонн. Кроме того, для отпарки абсорбента в нижнюю часть десорбера вводится этан или пропан вместо водяного пара.

Анализируя различные схемы маслоабсорбционных заводов, можно считать, что они удовлетворительно работают на обычном абсорбенте с молекулярным весом 200 при извлечении до 70—75% пропана. Дальнейшее повышение извлечения пропана приводит к значительному их усложнению.

Опыт эксплуатации отечественных газобензиновых заводов, перерабатывающих воздушный газ, показывает, что кислород воздуха интенсивно окисляет абсорбент. В результате окисления образуются различные карбоновые и оксикислоты. Эти соединения приводят к сильной коррозии и зашламлению аппаратуры, поэтому применять абсорбцию при отбензинивании газов, содержащих воздух, нерационально.

А д с о р б ц и я. Отбензинивание газов методом периодической адсорбции нашло довольно широкое применение как у нас в Союзе, так и в других европейских странах. Однако установки

периодической адсорбции имеют существенные недостатки: низкую интенсивность процесса и значительный расход топлива. Работа на установках требует большой затраты ручного труда на переключение адсорберов и т. д.

На установках периодической адсорбции получают нестабильный бензин и некондиционные сжиженные газы. Для получения товарных продуктов необходимо сооружать стабилизационные установки. Периодическая адсорбция морально устарела. Более перспективным и совершенным процессом в настоящее время является непрерывная адсорбция.

Идея метода непрерывной адсорбции заключается в непрерывной циркуляции твердого адсорбента. Адсорбент, насытившийся извлекаемыми углеводородами в адсорбционной части установки, непрерывно поступает через хроматографическую часть колонны в десорбционную (рис. 2). Десорбция углеводородов производится путем нагрева адсорбента через стенку за счет тепла конденсации высококипящего органического теплоносителя. Пары углеводородов поднимаются из десорбера вверх, причем лучше сорбирующийся бутан вытесняет из угля пропан.

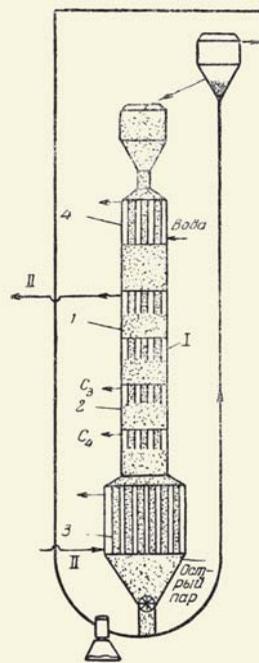


Рис. 2.

1 — адсорбционная секция; 2 — хроматографическая секция; 3 — десорбционная секция; 4 — охлаждающая секция; I — сырой газ; II — сухой газ; III — теплоноситель.

В свою очередь бутан вытесняется пентаном и более высококипящими углеводородами. Последнее обстоятельство позволяет получить достаточно чистые углеводородные фракции без установки дополнительных ректификационных колонн.

Активированный уголь после десорбционной части специальным питателем подается в газлифт, где для транспорта угля на верх установки применяется отбензиненный природный газ. Цикл заканчивается в трубчатом холодильнике, где уголь, прежде чем поступить на адсорбцию, охлаждается проточной водой.

Преимуществом непрерывной адсорбции является полная автоматизация процесса, возможность производить фракционировку и выделение отдельных компонентов на одной колонне, снижение расхода топлива благодаря стационарности процесса и отсутствию нагрева углеводородов на газофракционирующей установке.

Перспективной является комбинация абсорбции и непрерывной адсорбции, при которой на абсорбционной установке извлекаются бензин и бутан, а на адсорбционной пропан и этан. Установки непрерывной адсорбции целесообразно сооружать для отбензинивания газов, транспортируемых под давлением до 10 атм, а также газов, содержащих воздух.

О х л а ж д е н и е. При извлечении пропана на 70% и этана свыше 15—20% обычный абсорбционный метод становится очень сложным и дорогим. В этом случае более экономичным является применение либо абсорбции с охлаждением, либо прямого охлаждения.

Существуют два основных метода отбензинивания газов путем прямого охлаждения, получившие название методов с применением умеренного холода: низкотемпературная конденсация и низкотемпературная ректификация.

При низкотемпературной конденсации поступающий на установку сырой газ охлаждается в теплообменниках отходящим сухим газом, затем доохлаждается в пропановом холодильнике (рис. 3). Образовавшийся конденсат отделяется от газа в сепараторе, а отбензиненный газ отводится в газопровод.

Конденсат затем направляется в колонну, которая орошается флегмой, охлаждаемой в специальном пропановом холодильнике.

Несконденсировавшиеся газы с верха колонны вместе с орошением поступают в разделительную емкость, откуда отводятся в сеть. Нестабильный

бензин с низа колонны направляется на газофракционирующую установку.

Сырой газ и орошение во избежание образования гидратов подвергаются осушке твердым осушителем или подачей на верх колонны диэтиленгликоля.

При низкотемпературной ректификации сырой газ, поступающий на установку, подвергается осушке и предварительному охлаждению (рис. 4). Образовавшийся при этом конденсат вместе с газом

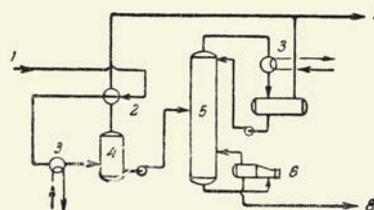


Рис. 3.

1 — сырой газ; 2 — теплообменник; 3 — охладитель; 4 — сепаратор; 5 — ректификационная колонка; 6 — рибойлер; 7 — сухой газ; 8 — нестабильный бензин.

направляется в ректификационную колонку, орошение которой охлаждается в пропановых холодильниках. Неконденсирующиеся газы, в основном метан и этан, из сепаратора орошения направляются в газопровод, а нестабильный бензин с низа колонны поступает на газофракционирующую установку.

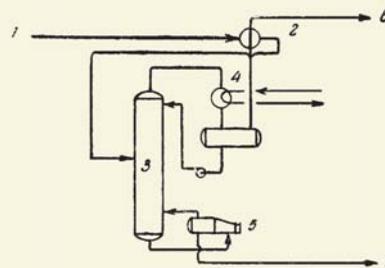


Рис. 4.

1 — сырой газ; 2 — теплообменник; 3 — колонка; 4 — охладитель; 5 — рибойлер; 6 — сухой газ; 7 — нестабильный бензин.

Обе схемы имеют специфические достоинства и недостатки. Отличительная особенность схемы с низкотемпературной конденсацией заключается в выводе из системы основного количества сухого газа после его охлаждения и выделения конденсата. Полученный конденсат затем самостоятельно

подвергается деэтанзации и последующей фракционировке с выделением целевых продуктов.

Таким образом, в ректификационную колонну поступает только жидкий продукт, содержащий относительно небольшое количество метана и этана, а следовательно, для его конденсации требуется более высокая температура в верхней части колонны. Поэтому в указанной схеме применяется одноступенчатая система охлаждения. Аппаратура изготавливается из черных металлов. Кроме того, для конденсации возможно применение более высокого давления, так как газ и жидкость разделяются в сепараторе при низкой температуре.

Недостаток этой схемы заключается в том, что при относительно высоких температурах охлаждения и однократной конденсации сырого газа не все бензиновые углеводороды конденсируются и отделяются в сепараторе, часть их уносится и теряется с сухим газом.

В целях снижения потерь бензина и получения более высоких выходов тяжелых углеводородов требуются понижение температуры конденсации и высокие давления, что в известных случаях может привести к необходимости установки оборудования из специальных сплавов.

С первого взгляда низкотемпературная ректификация имеет ряд преимуществ перед абсорбцией, в основном благодаря простоте аппаратуры. Однако экономия, получаемая вследствие упрощения оборудования, перекрывается значительной стоимостью и сложностью холодильной аппаратуры.

Термическая эффективность масляной абсорбции довольно низка из-за повторяющихся процессов конденсации и выпаривания.

При низкотемпературной ректификации термическая эффективность была бы больше, однако малый термический к. п. д. холодильника компрессоров вызывает увеличение расхода топлива. Поэтому расход топлива при этом процессе близок к расходу топлива при масляной абсорбции.

Основным критерием для сравнительной оценки этих процессов являются мощность, расходуемая на получение холода, количество циркулирующего масла, глубина извлечения пропана или этана и состав газа.

Расчеты показывают, что процессы с применением умеренного холода целесообразно применять для извлечения пропана на 70% и выше.

ИНОСТРАННАЯ ТЕХНИКА

Подземное хранение газов в водоносных пластах

До последних лет подземное хранение газов за рубежом осуществлялось в основном в истощенных нефтяных и газовых пластах, которые обеспечивали герметичность и представляли благоприятные природные условия для использования их в качестве естественных подземных резервуаров.

В настоящее время имеются данные о создании крупных промышленных подземных газохранилищ в водонасыщенных песчаных пластах.

Одним из примеров подобного рода газохранилищ является подземное хранилище в районе Чикаго, организованное за период 1951—1954 гг. в водоносном песчаном пласте пологой куполовидной структуры Хершер.

Это структура овальной формы, длиной около 13 км и шириной 4 км; ее песчаный коллектор (галесвильские пески) имеет мощность 30 м и залегает на глубине 525 м от поверхности земли. Коллектор

снизу и сверху граничит с водо- и газонепроницаемыми пластами мощностью 37 м, плотных глинистых сланцев и известняков.

На этом хранилище было пробурено 20 основных скважин для закачки и отбора газа; кроме того, одна скважина была пробурена на своде купола, 8 скважин — наблюдательных на крыльях структуры и 5 скважин — до различных пластов, залегающих выше галесвильских песчаников. Основные скважины бурились роторным способом до верхов песчаного пласта; коллектор проходили ударным бурением во избежание его загрязнения глинистым раствором.

Это хранилище, рассчитанное на хранение 2,7 млрд. м³ природного газа, получает газ по трем дальним газопроводам, наибольший из которых имеет протяженность 2250 км. Выдача газа рассчитана до 45 млн. м³/сутки.

Первая очередь наземного хозяйства включает компрессорную станцию с пятью компрессорами по 2000 л. с каждый; эта станция отличается от обычных компрессорных станций магистральных газопроводов только тем, что ее коммуникации позволяют как нагнетать газ в скважины, так и отбирать его и с надлежащим давлением подавать в магистральный газопровод, идущий к потребителям. Ввиду увлажненности газа, отбираемого из скважин, на станции имеется установка по осушке газа силикагелем. Поскольку требуется тщательная очистка газа от механических загрязнений до поступления его в пласт, газ, получаемый из дальних газопроводов, проходит сначала три параллельно работающих пылеулавливающих скруббера, затем, компрессоры, и три параллельно включенных маслоулавливающих скруббера и только после этого поступает в скважины. Распределительный газовый коллектор после компрессорной станции имеет диаметр 30".

Закачка газа в хранилище Хершер началась в апреле 1953 г. К августу 1955 г. в него было закачено с перерывами 504 млн. м³ газа.

В процессе организации хранилища имели место неполадки. Так, в августе 1953 г. были обнаружены утечки газа через ранее пробуренные на воду скважины глубиной 60 м. Поскольку все обнаруженные места утечек газа ликвидировать не удалось, то было организовано улавливание уходящего из хранилища газа при помощи специальных дренажных скважин на площади хранилища; улавливаемый газ в количестве до 70 тыс. м³ в сутки нагнетался обратно в пласт-хранилище.

За истекший период осуществлялся следующий суточный отбор газа из хранилища: в феврале 1954 г. — 4,6 млн. м³, а в начале февраля 1955 г. — 3,6 млн. м³ (часовой — 196 тыс. м³), в середине марта — 12,2 млн. м³. Давление газа на головке рабочих скважин составляло при отборах в марте 1955 г. 42,7 ат при статическом давлении в пласте (по наблюдательной скважине) 45,6 ат.

В литературе отмечается, что в США ведутся работы по подбору подходящих водоносных структур для организации подземных газохранилищ для других городов страны.

Крупное подземное газохранилище в водоносных пластах создается в Западной Германии, около Ганновера. Ганноверское подземное газохранилище расположено у конца магистрального газопровода Рур—Ганновер длиной 240 км, диаметром 400 мм; по этой магистрали подается в Ганновер до 500 тыс. м³/сутки коксового газа летом и до 750 тыс. м³ зимой. Для хранилища выбрана пологая куполообразная структура нижнемелового возраста, имеющая снизу и сверху газонепроницаемые мощные пласты глинистых отложений. Песчаная толща подразделяется на верхнюю (тонкослоистую) и нижнюю (толстослоистую); верхние пласты залегают на глубине 150 м, нижние — на глубине 225—245 м; они заполнены соленой водой, подлежащей вытеснению при закачке газа.

На площади 2—3 км² было пробурено 20 скважин с расстояниями между ними 250 м. Опытная закачка газа в одну из присводовых скважин этого хранилища началась в июле 1953 г.; коксовый газ из газопровода под давлением 10 ат проходил установку по очистке и затем компрессором под давлением 26 ат нагнетался в пласт; при подаче 500 м³/час всего было закачено 200 тыс. м³, затем было отобрано обратно 50 тыс. м³; вода при отборе не подтягивалась.

В июле 1954 г. в хранилище нагнетался коксовый газ под давлением 36 ат с часовой производительностью 10—12 тыс. м³; всего было закачено в хранилище на эту дату 11 млн. м³ газа. Отмечается, что при 50% введенного в газохранилища газа, сохраняемого в качестве «буферного» газа и не подлежащего отбору, возможное извлечение коксового газа из хранилища в период наивысшего потребления газа можно будет довести до 200 млн. м³.

По последним данным (на начало декабря 1955 г.) в оба водонасыщенных горизонта этого хранилища введено примерно 55 млн. м³ газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Gas, 1955, 31, № 2 и 1955, 31, № 8.
2. Erdol und Kohle, 1954, сентябрь.

Редактор **А. К. Иванов**

Технический редактор **А. В. Трофимов**

T-00718.

Подписано к печати 20/1 1956 г.

Формат 84x108/16.

Физ. печ. л. 2,5.

Усл. печ. л. 4,1. Уч.-изд. л. 4,33. Тираж 2000 экз.

Зак. № 3.

Цена 4 руб.

Гостоптехиздат. Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Типография „Красный Печатник“. Ленинград, проспект имени И. В. Сталина, 91.

4 руб.