

## Анализ технических решений строительства газопроводов в районах со сложными гидрометеорологическими условиями

*И.А. Томарева, В.В. Юдин, В.С. Маслов*

*Волгоградский государственный технический университет, Волгоград*

**Аннотация:** в данной статье рассмотрены две проблемы обеспечения надежности газопроводов, одна из которых связана со строительством на шельфе Северных морей в зоне многолетнемерзлых грунтов, другая – строительством газопроводов большой протяженности в сложных гидрологических условиях. Проведен анализ существующих технических решений с учетом вышеназванных условий строительства. Выявлены достоинства и недостатки рассмотренных технологий строительства и транспортировки газа. В работе обозначены основные факторы, влияющие на обеспечение надежности и эффективность проектных решений при строительстве газопроводов в районах со сложными гидрометеорологическими условиями.

**Ключевые слова:** надежность газопроводов, анализ технических решений, сложные гидрометеорологические условия, транспортировка газа.

Авторы статьи рассмотрят применение известных и новых технологий в строительстве морских газопроводов относительно особенностей, связанных со сложными гидрологическими условиями и жесткими экологическими требованиями. При сооружении магистральных газопроводов в зоне многолетнемерзлых пород на шельфе Северных морей приходится решать проблему обеспечения устойчивости трубопроводов, рассматривается метод транспортировки газа в зоне вечной мерзлоты с экологически безопасной природной геосистемой [1]. Эти проблемы решаются путем оптимизации процессов массо-энергетического обмена между трубопроводом и окружающей средой при максимальном снижении инвестиционных затрат и упрощении подготовки газа к транспортировке. Основной задачей наших исследований является обеспечение безаварийной работы газотранспортных агрегатов, безопасность людей. Проанализированы классификации геосистем (ландшафтов) зоны вечной мерзлоты, отражающих экологическую опасность газопровода. Известно, что формирование зоны почвы подвержены круглогодично тепловой эффект с "лед-вода" фазовый

---

переход в почве является процесс наиболее характерен для северных газопроводов в зоне вечной мерзлоты [2]. Этот процесс проявляется в: 1) формировании оттепель территории под газопроводы, когда газ транспортируется при температуре выше нуля ( $T^{\circ}C > 0$ ) - "теплый" газ; 2) формирование местам замерзания при транспортировке газа охлажденной до минусовой температуры ( $t^{\circ}C < 0$ ) - "холодного" газа; 3) образование намерзаний территории в оттепель областях с переходом от "теплых" к "холодным" транспортировка газа [3]. Установлено, что при транспортировке газа при низких температурах ( $t^{\circ} < 0$ ) ("холодный" газ) скорость антропогенного замораживания была следующей. - в крупного и среднего крупнозернистого песка - 1,6 мм/ч (для природного типа I) - в песчано-глинистые почвы - 1.6-1.0 мм/ч (для природного тип II) - в торфяно-минеральных почв массива - 0,5 мм/ч (для природного типа III) - в заболоченных почвах и болотах - 0,8 мм/ч (для природного IV типа). Для обеспечения безопасной, долгосрочной, надежной эксплуатации магистральных газопроводов со сложными гидрологическими условиями предлагается применить метод оптимизации газотранспортной геотехнической системы [4]. Существует ряд проблем связанных с температурными режимами газопроводов. Газопровод "теплый газ" нецелесообразен, так как связан с оттаиванием вечной мерзлоты в основании газопровода и активизацией криогенных процессов, опасных для газопроводов - термокарста, тепловой эрозии, оседания грунта и др. Газопровод "холодный газ" опасен активизацией морозного пучения и трещиноватости грунтов, а также образованием под трубопроводами мерзлых грунтовых материалов. Подобранный температурный режим транспортируемого газа позволяет предотвратить опасные криогенные процессы в этих зонах. При сезонных перемещениях газопровода становятся сопоставимыми с масштабами сезонные пучения суглинка с сезонным

---

характером как следствие, газопровод остается на отметке высоты. В случае нарушения этого условия на газопровод могут воздействовать силы криогенного пучения. Это приводит к отклонению от проектного положения и возможным опасным перемещениям. Цель достигается регулируемой температурой газа. Температура газа поддерживается равной температуре воды, лежащей над вечной мерзлотой, в частности в диапазоне от  $1^{\circ}\text{C}$  до  $5^{\circ}\text{C}$ . Предлагаемый температурный режим ( $1-5^{\circ}\text{C}$ ) позволяет сохранить радиус оттепели вокруг трубы, отделяющей корпус трубы от грунта вечной мерзлоты, предотвращая трубопровод от опасных процессов замерзания. В зимний период возможно постепенное уменьшение радиуса оттепели в результате промерзания до тесного контакта мерзлого грунта с корпусом трубопровода, что позволяет воздействовать на трубопровод криогенными пучинистыми силами. При соприкосновении корпуса трубы с мерзлым грунтом проводится кратковременное контролируемое повышение температуры газа до  $6-10^{\circ}\text{C}$ , этот режим сохраняется до тех пор, пока радиус оттепели не восстановится до своего первоначального значения. Диапазон температур транспортируемого газа от  $1^{\circ}\text{C}$  до  $5^{\circ}\text{C}$  является общим для температур воды над вечной мерзлотой, т. е. среда, которая представлена над трубопроводом в сезонном талом слое при любой среднегодовой температуре вечной мерзлоты. Таким образом, предлагаемый температурный режим позволяет не вступать в конфликт температур трубопровода и окружающей его природной среды. В случае длительной транспортировки газа с высокой температурой ( $1020^{\circ}\text{C}$  и более) переход на транспортировку газа с температурой  $1-5^{\circ}\text{C}$  в условиях предложенного подхода позволяет проводить частичную регенерацию мерзлотных грунтов на фундаменте трубопровода с помощью естественного холода мерзлоты, окружающей ореол оттепели, и снижения теплоты от трубы к Земле. Практическая реализация подхода следующая. Во-первых, газ готовится к транспортировке

---

на установке комбинированной подготовки газа (СКГП) или на компрессорной станции (КС). Затем газ охлаждается с агрегатом воздушного охлаждения (ААС) или на газ охлаждения станции (ГКС) на этом процесс на выходе газ температура SCGP или CS после ААС и ГКС должны иметь такое значение, что температура стенки трубы (для тепловой изоляции трубопровода, равная транспортируемого газа, температуры) была в диапазоне от 1 до 5°C. Температура грунта основания газопровода осуществляется по принципу корреляции параметров датчика (сопротивление, потенциал или частоты) и температуры. При температуре транспортируемого газа от 1 до 5°C (предлагаемый температурный интервал) наблюдается минимальный уровень теплового загрязнения окружающей морской среды и максимальная устойчивость дисперсной системы. При транспортировке газа с более низкой температурой (например, в диапазоне от 0 до ПК), устойчивость дисперсных систем и теплового загрязнения геологической среды параметры практически соответствуют тем, что для транспортировки газа в интервале температур от 1 до 5°C. Но в этом случае техническая сложность такой температуре (0-ПК) положение повышает, и возможность опасных замораживание процессов допуска на отклонение температуры транспортируемого газа на отрицательные значения возникает также [5]. Повышение температуры свыше 5°C резко меняет уровень теплового загрязнения геологической среды и снижает устойчивость системы. Но при должном внимании и контроле температурного диапазона, транспортировка газа будет проходить в штатном режиме.

Другая проблема, требующая решения, - падение давления в результате гидравлического сопротивления при большой протяженности морских газопроводов [6]. Решение данной проблемы возможно в результате применения одной из двух известных технологий: компрессорной и безкомпрессорной прокачки продукта. Выбор той или иной технологии

---



зависит от целого комплекса задач, стоящих перед проектировщиками и строителями, одна из которых – экономическая эффективность проекта. Экономический успех операции по сжатию газа в значительной степени зависит от работы задействованных компрессоров. К важным критериям относятся первоначальные затраты, эксплуатационные расходы (особенно затраты на топливо), стоимость жизненного цикла компрессоров и компенсационные выплаты за выбросы. Решения о компоновке компрессорных станций, то есть количество единиц, резервные требования, тип драйвера, тип компрессоров, расход топлива, эксплуатационная гибкость, а также наличие станции, все эти показатели оказывают влияние на стоимость проектов. Значительная часть парка газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций находится в стадии значительной выработки ресурса и требует замены. Более 70 тыс. км (42%) магистральных газопроводов в ЕСГ находятся в эксплуатации более 30 лет и приближаются к исчерпанию технического ресурса. Решением ряда проблем мог бы стать безкомпрессорный способ прокачки газа. Суть данной технологии заключается в том, что на входе в магистральный газопровод при помощи установочной мощной компрессорной станции, создается давление (220 кг на 1 кв. см) способное, к примеру, как в проекте «Северный поток» транспортировать газ на расстояние 1224 км. Достигаются такие результаты при помощи переменного диаметра трубы: внешний диаметр по ходу трассы постепенно уменьшается в соответствии с падением давления газа. На каждом из участков газопровода стенка трубы имеет различную толщину, такое сегментирование позволило сэкономить расходы на производстве труб без ущерба для надежности конструкции. Кроме того, для снижения потерь давления на трение из-за движения газа внутри трубы, внутреннюю поверхность трубы обрабатывают таким образом, что шероховатость металла становится ниже шести микрон.

---

При эксплуатации магистральных газопроводов при использовании и компрессорной, и безкомпрессорной технологий прокачки газа, главным элементом, без которого невозможно представить работу магистрали, - это компрессоры. Именно, исходя из работы компрессоров, мы и будем производить анализ двух технологий. Количество компрессоров, установленных на каждой компрессорной станции трубопроводной системы, оказывает значительное влияние на расход топлива и производительность системы, в зависимости от профиля нагрузки станции. Рабочая точка компрессора определяется балансом между доступной мощностью двигателя, характеристикой компрессора и поведением системы. Если управление переменной скоростью доступно, например, потому что оператор легко может управлять газовой турбиной или переменной скоростью электрического двигателя, тогда это предпочтительный метод управления. Типичный компрессор с картой регулируемой частоты вращения компрессора показан на рисунке 3. Он показывает площадь возможных рабочих точек компрессора. Самая низкая возможная подача определена линией пульсации. Если станция требует более низких подач, то газ должен быть рециркулирован. В любой точке карты скорость и энергопотребление компрессора различны. Линией В показана система, в которой давление всасывания и разрядки больше или фиксировано и, таким образом, изменяется очень незначительно при изменениях в подаче. Линия А показывает типичное поведение газа, где любое изменение в подаче связано с падением давления из-за трения в трубопроводе. Линия С типична для применения, например, камер хранения, где давление в полости хранения увеличивается с количеством газа, который хранят. Если компрессор эксплуатируется на максимальной силе, то начальная подача будет высокой. Чем больше газа хранится в полости, тем выше его давление, таким образом, становится понятно каким должно быть необходимое давление нагнетания.

---

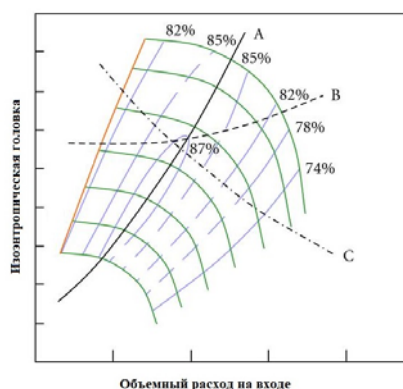


Рис. 3. – Характеристики компрессоров

Чем больше газа хранится в полости, тем выше его давление, таким образом, становится понятно каким должно быть необходимое давление нагнетания от компрессора. В случае газопровода, рабочая точка компрессора всегда определяется мощностью драйвера (рис. 4). В случае применения безкомпрессорного способа, мощность газотурбинного двигателя контролируется настройкой скорости газопроизводителя и характеристиками трубопровода. Мы находим эту точку на карте компрессора на пересечении характеристики трубопровода и доступной мощности. Увеличение потока газа через трубопровод потребует больше энергии и большой компрессорной головки. Это потребует применения новых технологий строительства для установки на входе газопровода более мощной компрессорной станции [7]. Сравнение экономической эффективности применения безкомпрессорного или компрессорного способов возможно только при рассмотрении рабочего проекта. При этом необходимо учитывать, что изменение условий эксплуатации компрессной прокачки газа с течением времени связано со многими причинами, такими как падение давления, износ трубопровода, что приводит к увеличению мощности. Зацикливание газопровода изменит его характеристику, чтобы обеспечить больше потока при одном и том же требовании к головке. Любое изменение в деятельности трубопровода повлияет на требования к мощности, голове компрессора или коэффициенту давления.

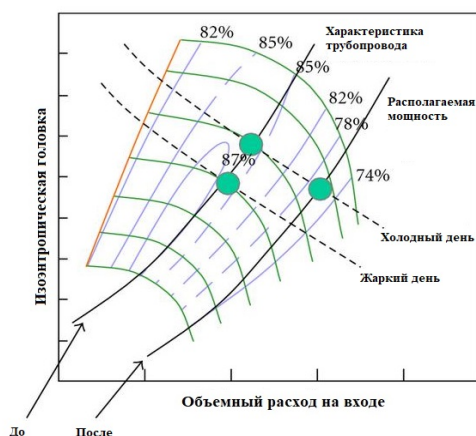


Рис. 4. – Рабочая точка драйвера

Эксплуатационные изменения могут со временем перевести точку работы компрессора в режимы с меньшей эффективностью. К счастью, центробежные компрессоры, приводимые в действие газовыми турбинами, очень гибки, автоматически адаптируются в определенной степени к изменениям. Но это требует значительного удорожания проекта. Рециркулирование принуждает компрессор пропускать больше газа, чем необходимо для процесса, что требует больше энергии. Следовательно, электрический двигатель для привода с постоянной скоростью должен быть рассчитан на большую мощность, чем двигатель для привода с переменной скоростью при тех же условиях. В качестве примера рассмотрим международный газопровод большой протяженности. Общая протяженность трассы составляет около 7000 км. Трубопровод состоит из двух линий. Проектная пропускная способность газопровода составляет 30 млрд.  $\text{Нм}^3$  в год при максимальном рабочем давлении в трубопроводе 9,8 Мпа [8]. Сравним два способа прокачки газа для указанных условий. Для этого примем следующие допущения: в одном случае, будем рассматривать работу более больших блоков турбокомпрессора (случай А, 2 больших блока), в другом - большее количество небольших блоков турбокомпрессора (случай Б, 4 небольших блока). При выборе того или иного варианта необходимо учитывать следующие факторы. При оценке надежности системы и



максимальной пропускной способности необходимо учитывать влияние перебоев в работе агрегата (рис. 5). Так при работе двух больших блоков мощностью 30 МВт, отказ одного из них приведет к 50% снижению мощности. Тогда как если мы рассмотрим 4 меньших блока мощностью 15 МВт, отказ одного из них приведет только к 25% снижению мощности. При этом, если уцелевшие блоки будут работать при полной нагрузке, чтобы прокачать как можно больше потока, рабочая точка для случая В будет близка к точке наивысшей эффективности [9]. Оставшиеся в рабочем состоянии компрессоры будут работать более эффективно по сравнению со случаем А. Очевидно, что для восстановления подачи газа по трубопроводу для случая В, потребуется меньше времени.

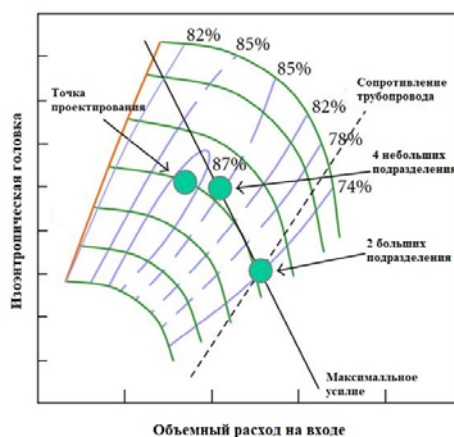


Рис. 5. – Влияние перебоев в работе компрессоров

В этих условиях один негабаритный турбокомпрессор либо будет работать в режиме глубокой переработки до тех пор, пока не появится ожидаемое количество газа, либо начнет работу с меньшими по мощности компрессорными ступенями, что впоследствии может потребовать дорогостоящей замены внутреннего комплекта.

В результате проведенного анализа технологий компрессорной и безкомпрессорной транспортировки газа при различных условиях [10], были выяснены как достоинства, так и недостатки этих технологий. Можно сделать вывод, что выбор технологии зависит от многих факторов, поэтому



каждый конкретный проект требует своего технического решения.

### Литература

1. Красильникова О.А. Яковлев М.Н. Техничко-экономический анализ вариантов транспортировки природного // Научный журнал российского газового общества, 2016. с.76-88.

2. Реутских Н.В., Бережной М.А., Дуденко И.А. Геотехнический мониторинг для магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород // Научный журнал российского газового общества, 2016. с.22-26.

3. Сакс С.Е., Землякова Г.С. Природные условия месторождений мелководного шельфа замерзающих морей // Сборник научных трудов «Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы». 2008. с.130-135.

4. Roger Z Ríos-Mercado, Conrado Borraz-Sanchez Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review // J.Applied Energy. 2012. pp.536-555.

5. Soderbergh B, Jakobsson K, Aleklett K. European energy security: An analysis of future Russian natural gas production and exports // J. Energy Policy. 2010. pp. 546-578.

6. Голубин С.И. Математическое моделирование теплового взаимодействия подземного газопровода с многолетнемерзлыми грунтами полуострова Ямал // Инженерная геология, 2009. № 4. с. 20–27.

7. Еремина Л. В., Зырянов В. В. Оценка эффективности функционирования контрагентов в логистической системе транспортного предприятия // Инженерный вестник Дона, 2012, №1. URL: ivdon.ru/magazine/archive/n1y2012/728.



8. Котов С.В. Затраты на транспортировку природного газа по различным экспортным маршрутам // Научный журнал российского газового общества, 2017. с.21-26.

9. Prah B, Yun R. Heat transfer and pressure drop of CO<sub>2</sub> hydrate mixture in pipeline // J. Ocean Engineering .2016 pp. 47-56.

10. Числов О.Н., Люц В.Л. Модифицированный гравитационный метод распределительных терминалов портовых железнодорожных транспортно-технологических систем // Инженерный вестник Дона, 2012. №4 (часть 2). URL: [ivdon.ru/magazine/archive/n4p2y2012/1420](http://ivdon.ru/magazine/archive/n4p2y2012/1420).

### References

1. Krasil'nikova O.A. Yakovlev M.N. Nauchnyj zhurnal rossijskogo gazovogo obshchestva, 2016. pp.76-88.

2. Reutskih N.V., Berezhnoj M.A., Dudenko I.A. Nauchnyj zhurnal rossijskogo gazovogo obshchestva, 2016. pp.22-26.

3. Saks S.E., Zemlyakova G.S. Sbornik nauchnyh trudov «Osvoenie morskikh neftegazovyh mestorozhdenij: sostoyanie, problemy i perspektivy». 2008. pp. 130-135.

4. Roger Z Ríos-Mercado, Conrado Borraz-Sanchez. J.Applied Energy. 2012. pp. 536-555.

5. Soderbergh B, Jakobsson K, Aleklett K. Energy Policy. 2010. pp. 546-578.

6. Golubin S.I. Inzhenernaya geologiya, 2009. № 4. pp. 20–27.

7. Eremina L. V., Zyryanov V. V. Inženernyj vestnik Dona (Rus), 2012, №1. URL: [ivdon.ru/magazine/archive/n1y2012/728](http://ivdon.ru/magazine/archive/n1y2012/728).

8. Kotov S.V. Nauchnyj zhurnal rossijskogo gazovogo obshchestva, 2017. pp. 21-26.

9. Prah B, Yun R. J. Ocean Engineering .2016 pp. 47-56.

10. Chislov O.N., Lyuc V.L. Inženernyj vestnik Dona (Rus), 2012, №4 (part 2). URL: [ivdon.ru/magazine/archive/n4p2y2012/1420](http://ivdon.ru/magazine/archive/n4p2y2012/1420).