

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ДОЗИРОВКИ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОСБОРНЫХ СЕТЯХ

© Коллектив авторов,
2025



Н.В. Соколов*, Р.В. Халилов, И.О. Прудникова

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Образование газовых гидратов в системах сбора и транспорта природного газа представляет серьезную технологическую проблему, способную привести к полному перекрытию трубопроводов, аварийным остановкам добычи и значительным экономическим потерям. Основным методом предотвращения гидратообразования является дозирование ингибиторов, таких как метанол или моногликол (МЭГ). Затраты на эти реагенты составляют существенную долю эксплуатационных расходов месторождений, а их перерасход из-за неоптимального дозирования остается актуальной проблемой для газодобывающей отрасли.

Цель. Разработка программного обеспечения (ПО) для динамического расчета оптимальной дозировки ингибитора в режиме реального времени

Материалы и методы. В рамках данной работы проведено сравнение различных методик расчета оптимальной дозировки ингибитора с помощью специализированного программного обеспечения, эмпирических формул расчета, а также инструкций и правил газодобывающих организаций.

Результаты и заключение. Разработанное программное решение интегрировано с автоматической системой управления технологическим процессом (АСУ ТП) месторождения, обеспечивая автоматическое дозирование на основе расчетных данных. Промышленная апробация на газовом месторождении продемонстрировала снижение расхода ингибитора на 40% на кустовых площадках и газосборных сетях по сравнению с предыдущим периодом эксплуатации. Полученный результат подтверждает экономическую эффективность и практическую применимость предложенного подхода для оптимизации расхода метанола.

Ключевые слова: ингибитор гидратообразования, оптимизация дозировки, газосборные сети, природный газ, гидраты газа, математическое моделирование, программный комплекс, автоматизированная система управления технологическим процессом, экономия реагентов, месторождение

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Соколов Н.В., Халилов РВ., Прудникова И.О. Разработка и внедрение программного комплекса для оптимизации дозировки ингибитора гидратообразования в газосборных сетях. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):177-184. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-177-184>

Статья поступила в редакцию 17.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF A SOFTWARE PACKAGE FOR OPTIMIZING THE DOSAGE OF HYDRATE INHIBITORS IN GAS NETWORKS

Nikita V. Sokolov*, Rustem V. Khalilov, Irina O. Prudnikova

Gazprom neft company group, RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The formation of gas hydrates in natural gas collection and transportation systems is a serious technological problem that can lead to complete pipeline closures, emergency production shutdowns, and significant economic losses. The main method of preventing hydrate formation is the dosing of inhibitors such as methanol or monoethylene glycol (MEG). The cost of these reagents accounts for a significant proportion of the operating costs of the fields, and their overexpenditure due to suboptimal dosing remains an urgent problem for the gas industry.

Purpose. Development of software for dynamic calculation of optimal inhibitor dosage in real time.

Materials and methods. Within the framework of this work, a comparison of various methods for calculating the optimal dosage of the inhibitor using specialized software, empirical calculation formulas, as well as instructions and rules of gas producing organizations was carried out.

Results and conclusion. The developed software solution is integrated with the field's automatic process control system, providing automatic dosing based on calculated data. Industrial testing at the gas field demonstrated a 40% reduction in inhibitor consumption at bush sites and gas collection networks compared to the previous period of operation. The obtained result confirms the economic efficiency and practical applicability of the proposed approach to optimize the consumption of methanol.

Keywords: hydrate inhibitor, dosage optimization, gas gathering networks, natural gas, gas hydrates, mathematical modeling, software package, process control system, reagent saving, field

Conflict of interest: the authors declare that they have no conflict of interest.

For citation: Sokolov N.V., Khalilov R.V., Prudnikova I.O. Development and implementation of a software package for optimizing the dosage of hydrate inhibitors in gas networks. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):177–184. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-177-184>

Manuscript received 17.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Традиционные методы определения дозировки ингибитора часто основаны на статических расчетах: использовании специализированного программного обеспечения, определении удельных расходов по методическим рекомендациям [1, 2] или постоянной подаче с запасом (например, на 2–5 °C и более относительно расчетной температуры гидратообразования или на 20% и более от расчетного или эмпирически определенного количества). Эти методы не полностью учитывают динамическое изменение критических параметров потока:

- состав газа;
- наличие и свойства углеводородного конденсата, влияющего на распределение ингибитора между фазами;
- фактические колебания давления по трассе;
- фактические колебания температуры по трассе (вследствие эффекта Джоуля — Томпсона, сезонных и суточных колебаний температуры окружающей среды).

ДЛЯ РЕШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПРОБЛЕМЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СИСТЕМАХ СБОРА И ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА РАЗРАБОТАН АЛГОРИТМ ДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОЙ ДОЗИРОВКИ ИНГИБИТОРА В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ СНИЗИТЬ РАСХОД ДО 40%.

Следствием является перерасход реагентов, что приводит к дополнительным эксплуатационным затратам.

На **рис. 1** отражены графики колебания температуры за год и соответствующие им дозировки ингибитора — расчетные и фактические. Сезонные изменения вносят существенный вклад в температуру флюида на выходе из газопровода.

Сравнение фактической дозировки метанола (с корректировкой 1 раз в месяц) и расчетной дозировки (с корректировкой 1 раз в сутки)

для конкретного газопровода показало, что ежесуточная корректировка позволяет снизить расход ингибитора до 25% относительно ежемесячной.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Целью данной работы является разработка, реализация и промышленная апробация программного алгоритма для динамического расчета оптимальной дозировки ингибитора гидратообразования в режиме реального времени с учетом комплекса актуальных параметров потока и с последующей автоматической дозировкой через систему управления промыслом.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи.

1. Разработка математической модели расчета необходимой концентрации ингибитора с комплексным учетом влияния состава газа, воды, конденсата, давления и температуры.
2. Создание устойчивого вычислительного алгоритма, адаптированного для работы в реальном времени.
3. Разработка программного модуля и его интеграция в существующую АСУ ТП межсторождения для автоматического управления.
4. Промышленное внедрение и оценка эффективности.

МЕТОДОЛОГИЯ И ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА

Методы прогнозирования условий гидратообразования варьируются по сложности и точности: от эмпирических уравнений до сложных термодинамических моделей. Последние, реализованные в коммерческих пакетах (Multiflash, Aspen HYSYS), требуют значительных вычислительных ресурсов. Математический аппарат этих моделей и их исходный код, как правило, недоступны

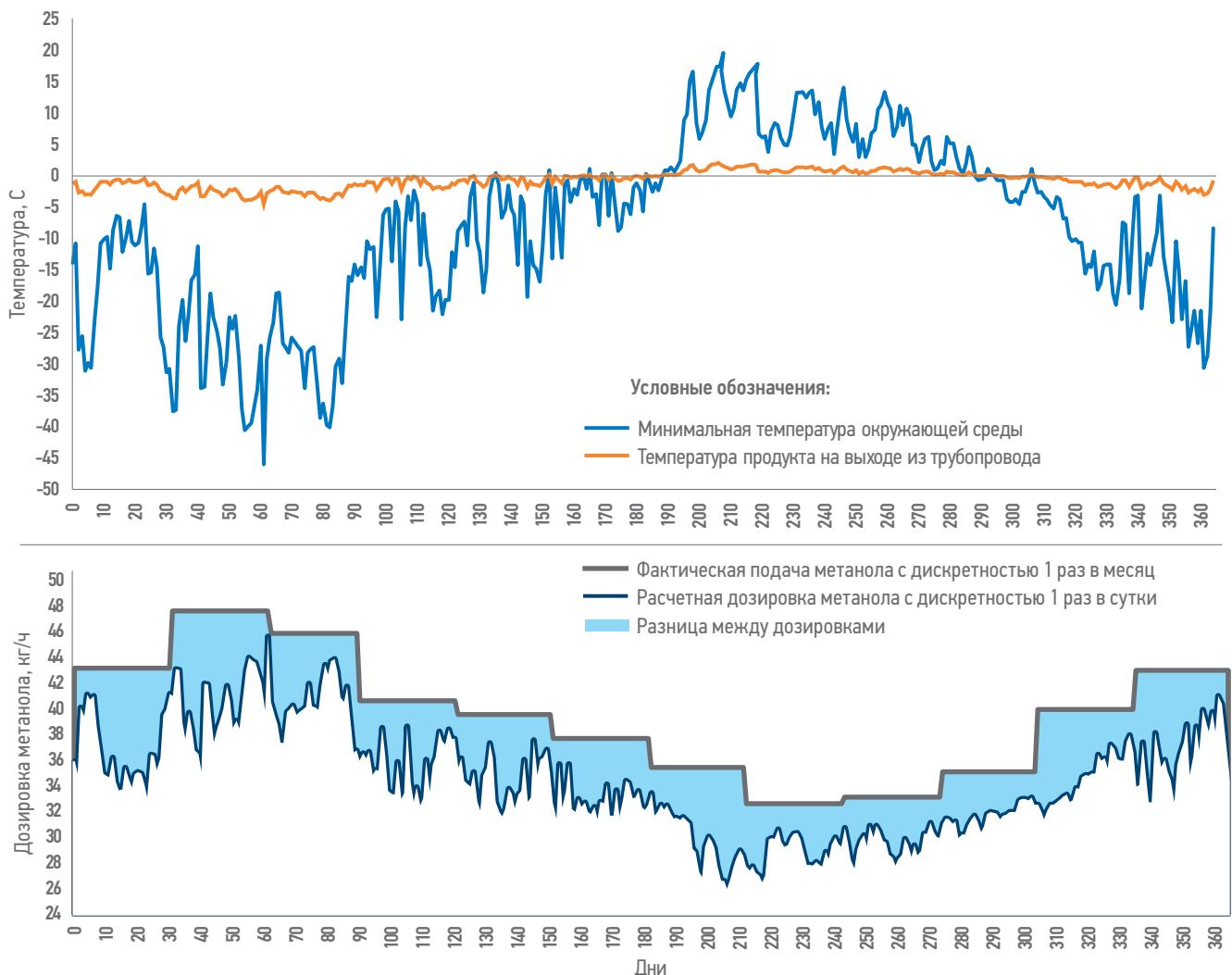


Рис. 1. Графики колебания температуры за год и соответствующие им дозировки ингибитора. Составлено авторами
 Fig. 1. Graphs of temperature fluctuations over the year and the corresponding dosages of the inhibitor. Prepared by the authors

для пользователя. Тем не менее данные пакеты уже стали стандартами для моделирования процессов гидратообразования в нефтегазовой отрасли.

На [рис. 2](#) представлены кривые гидратообразования для одного состава газожидкостной смеси, рассчитанные различными методами. Наблюдается значительный разброс результатов.

Сравнение различных методов расчета с историческими промысловыми данными для характерных составов месторождения показало, что наибольшее соответствие обеспечивает метод CPA (Cubic Plus Association) [3] в комбинации с моделью гидратов CSM (Colorado School of Mines) [4]. Данный метод выбран в качестве базового для последующих расчетов и исследований. Разработанный алгоритм расчета основан на результатах многовариативного моделирования в Aspen HYSYS с использованием интегрированных термодинамических пакетов.

Для покрытия всего эксплуатационного диапазона газосборных сетей месторождения выполнены расчеты по матрице:

- 35 репрезентативных составов флюида.
- Давление: 1–20 МПа.
- Температура: -30 °C до +25 °C.

Для каждой комбинации (состав, давление (P), температура (T)) рассчитана минимальная требуемая концентрация ингибитора (метанол). Полученная расчетная матрица аппроксимирована системой регрессионных полиномов.

Для произвольного состава флюида расчет выполняется в два этапа.

1. Определение коэффициентов влияния компонентов (x_n)

На основании регрессионных моделей для 35 эталонных составов решается система линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) при заданных условиях давления и температуры (1):

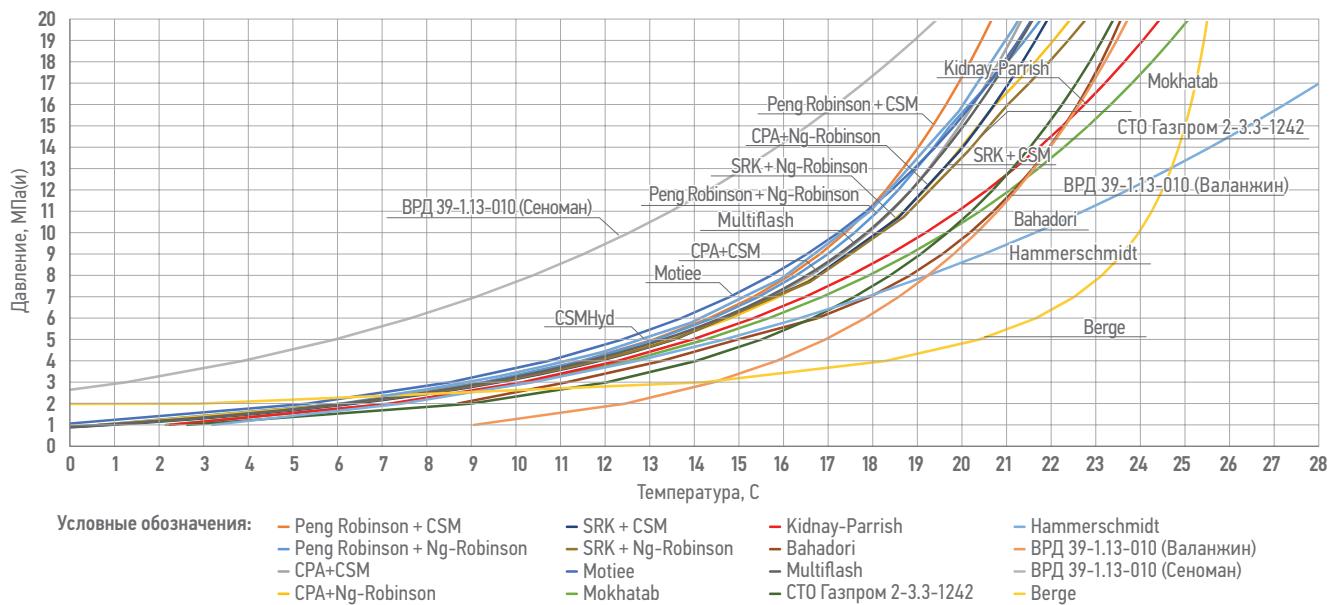


Рис. 2. Кривые гидратообразования для одного из составов, рассчитанного различными методами. Составлено авторами
Fig. 2. Hydrate formation curves for one of the compositions calculated by various methods. Prepared by the authors

$$\left\{ \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = Q_1, \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = Q_2, \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 + \dots + a_{3n}x_n = Q_3, \\ a_{41}x_1 + a_{42}x_2 + a_{43}x_3 + \dots + a_{4n}x_n = Q_4, \\ a_{51}x_1 + a_{52}x_2 + a_{53}x_3 + \dots + a_{5n}x_n = Q_5, \\ \dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = Q_m, \end{array} \right. \quad (1)$$

где $m = 1, 2, \dots, 35$ — индекс состава в матрице расчетов; $n = 1, 2, \dots, n$ — индекс компонента флюида (C_1, C_2, \dots, C_8 и др.); a_{mn} — массовый расход n -го компонента для каждого из m -го состава [кг/ч]; x_n — коэффициент влияния для каждого n -го компонента (искомый параметр); Q_m — требуемый массовый расход ингибитора для m -го состава [кг/ч] (рассчитан в HYSYS),

2. Расчет расхода ингибитора для произвольного состава

Используя найденные коэффициенты x_n , расход ингибитора Q для произвольного состава флюида вычисляется по уравнению:

$$\beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3 + \dots + \beta_n x_n = Q, \quad (2)$$

где: β_n — массовый расход n -го компонента в произвольном составе флюида [кг/ч]; x_n — коэффициент влияния n -го компонента (из уравнения 1); Q — искомый массовый расход ингибитора [кг/ч].

Анализ показал, что регрессионные модели обеспечивают расчет массового расхода ингибитора с погрешностью $\leq 2\%$ относительно результатов Aspen HYSYS как для эталонных, так и близких к ним составов флюида.

ВХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ АЛГОРИТМА

- Состав флюида (газ+конденсат) (мольные доли $C_1, C_2, C_3, iC_4, nC_4, C_5, C_6, C_7, C_8$ и др.).
- Расход флюида (газ+конденсат).
- Суммарный расход воды.
- Давление (P) и температура (T) в точке ингибирования.
- Требуемый запас по температуре гидрообразования.
- Массовая концентрация метанола в ингибиторе.

ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

Расчетный модуль был развернута на базе языка программирования Python. Впоследствии специалистами в области автоматизации технологических процессов алгоритм был модернизирован для возможности интеграции в информационно-вычислительные комплексы (ИВК) АБАК на каждой из 38 скважин, расположенных на шести кустовых площадках. Модуль алгоритма размещен локально в шкафу управления каждой скважины. Данное решение обеспечивает аппаратную и программную изоляцию узлов расчета. Ключевое следствие — аппаратный или программный сбой на одной скважине не затрагивает работоспособность алгоритмов на остальных скважинах месторождения. Функционал программного обеспечения предусматривает два эксплуатационных режима:

- ручной режим управления;
- автоматический режим функционирования.

Блок-схема работы логики работы представлена на **рис. 3**.

Конфигурирование режима эксплуатации системы выполняется оператором через интерфейс АРМ. Выбранный режим определяет логику работы алгоритма.

Ручной режим

- Расчетное значение дозировки метанола (на основе данных датчиков) отображается в интерфейсе АРМ как рекомендация.
- Оператор вручную задает норматив дозировки.
- Система управления автоматически поддерживает заданный оператором расход метанола через регулирующий клапан.

Автоматический режим

- Расчетное значение дозировки метанола (на основе данных датчиков) непосредственно задает норматив расхода для системы управления.
- АРМ автоматически поддерживает этот расчетный расход через регулирующий клапан.
- Норматив дозировки, заданный оператором вручную, игнорируется.
- Механизм поддержания расхода клапаном аналогичен ручному режиму.

Источник данных для расчета: сигналы датчиков давления газа, температуры потока и объемного расхода газа, установленных в блок-боксах и передаваемых на шкаф управления. Отсутствие поточных хроматографов на скважинах исключает автоматический мониторинг состава газа в реальном времени. Поэтому актуальный состав флюида (включая массовую долю воды)

вводится оператором вручную и регулярно обновляется.

Местом проведения опытно-промышленных испытаний стало нефтегазовое месторождение на Крайнем Севере с газовыми кустовыми площадками. Исторически нормирование метанола осуществлялось на основании периодических (ежемесячных) технологических расчетов. Подобная практика не обеспечивает оперативности ручной корректировки дозировки в условиях динамичных термобарических изменений газового потока. Иллюстрацией данного недостатка является случай 6 января 2025 года: расчетные данные указывали на возможность снижения подачи ингибитора, однако фактическая ручная корректировка была выполнена лишь 7 января. Апробация разработанной системы осуществлялась в течение непрерывного месячного цикла (результаты визуализированы на графике ниже). В ходе испытаний отказов функционала системы, случаев ошибочного определения дозировки, повлекших за собой процессы гидратообразования, не зафиксировано.

ОБСУЖДЕНИЕ

Экономический эффект обусловлен прежде всего способностью алгоритма к оперативной адаптации. В отличие от статических подходов система пересчитывает необходимую дозировку в режиме реального времени, реагируя на изменения термобарических условий (давление P , температура T), расхода флюида (газа, воды, конденсата) и состава потока. Это позволяет устранить недостаток

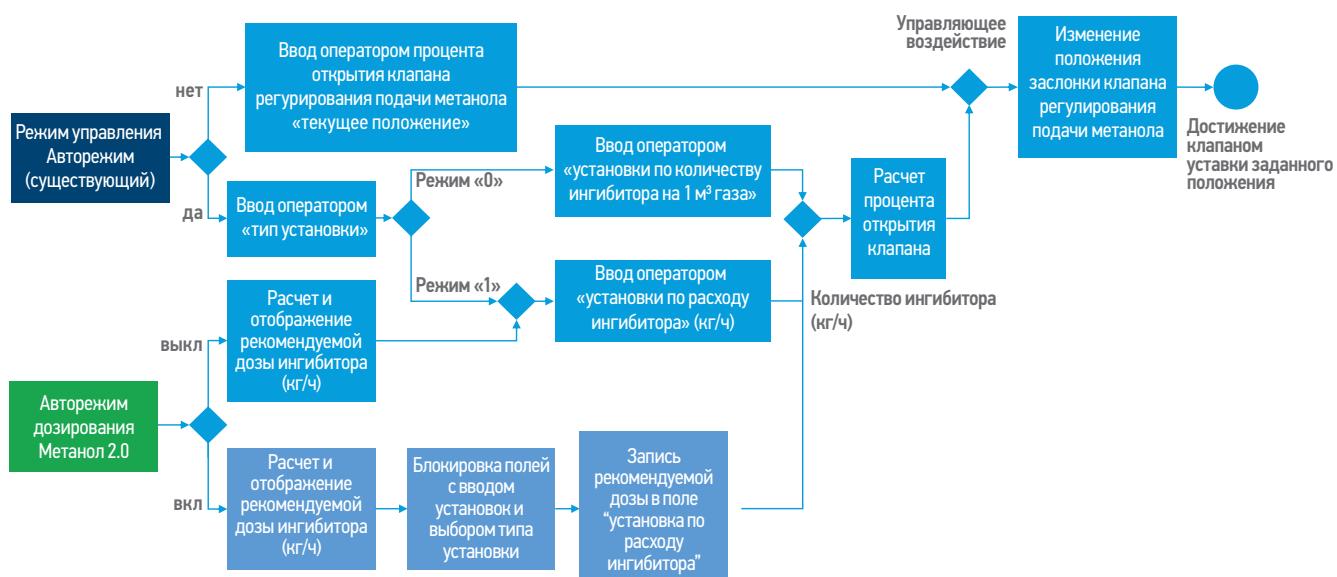


Рис. 3. Блок-схема алгоритма управления. Составлено авторами
Fig. 3. Block diagram of the control algorithm. Prepared by the authors

ручного подбора дозировки и обеспечивает сопутствующий «запас прочности», приводящий к систематическому перерасходу реагента.

1. Сравнительные преимущества разработанного решения

- Алгоритм учитывает ключевые параметры, влияющие на гидратообразование и эффективность ингибирирования в реальных условиях газосборных сетей: состав газа, свойства и расход водной фазы, наличие и свойства углеводородного конденсата (включая распределение ингибитора между водной и углеводородной фазами), Р и Т.
- **Оптимальное соотношение точности и вычислительной эффективности:** в отличие от сложных термодинамических пакетов специализированного ПО (PVTsim, Multiflash, Aspen HYSYS), требующих значительных вычислительных ресурсов и зачастую непригодных для прямого внедрения в контур реального времени АСУ ТП, разработанный алгоритм представляет собой эффективную интерпретацию базовых физико-химических принципов. Это обеспечивает достаточную точность и скорость вычислений критичную для работы в режиме реального времени, а также программную легкость интеграции с промышленными АСУ ТП
- **Интерпретируемость и прозрачность:** в отличие от моделей, основанных на машинном обучении [5], где внутренние расчетные зависимости недоступны для анализа, логика разработанного алгоритма прозрачна и основана на известных физических принципах. Это существенно упрощает его валидацию, сертификацию и принятие службами промышленной безопасности, что является ключевым требованием для внедрения на критически важных объектах.

2. Ограничения текущей реализации и требования к инфраструктуре

- Эффективность системы напрямую зависит от качества и полноты входных данных. Зависимость от измерительного оборудования: точный расчет дозировки требует достоверных данных в реальном времени от:
 - датчиков давления и температуры;
 - расходомеров газа, воды и, желательно, конденсата;
 - двухфазных поточных хроматографов (для точного состава газа и жидкости) — это наиболее ресурсоемкий компонент.

- **Проблема замены измерений расчетами:** в случаях отсутствия прямых измерений (например, расхода конденсата или воды) используются расчетные методы (например, усреднение по данным сепараторов). Однако такие косвенные оценки вносят неопределенность и могут снижать точность оптимизации, так как не отражают изменения по отдельным ниткам или скважинам.
- **Необходимость новой технической политики:** широкое внедрение подобных оптимизирующих систем требует пересмотра подходов к проектированию и оснащению промысловых систем сбора. Необходимо предусматривать:
 - требуемый комплект контрольно-измерительных приборов (КИП) с достаточной точностью и надежностью;
 - инфраструктуру для сбора и передачи данных;
 - вычислительные ресурсы на уровне АСУ ТП.
- **Проблема тиражирования:** алгоритм работает в ограниченном диапазоне составов, и при существенном изменении погрешность их вычисления будет расти, что приводит к необходимости корректировать алгоритм и адаптировать его под фактические составы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая работа посвящена разработке и промышленному внедрению программно-аппаратного комплекса для динамической оптимизации дозировки ингибитора гидратообразования (метанола) в газосборных сетях. Разработанный алгоритм расчета основан на аппроксимации результатов многовариативного моделирования в специализированном расчетном программном комплексе (модели CPA+CSM) для репрезентативных составов флюида в широком диапазоне давлений (1–20 МПа) и температур (-30 до +25 °C). Система регрессионных полиномов обеспечивает расчет массового расхода ингибитора с погрешностью не более 2% относительно эталонной модели. Ключевыми входными параметрами алгоритма являются состав флюида, расходы газа/конденсата и воды, давление и температура в точке ингибирирования, требуемый запас по температуре гидратообразования и концентрация метанола. Программная реализация алгоритма на Python модернизирована для возможности интеграции в систему АСУ ТП месторождения (ИВК АБАК) на уровне шкафов

управления 38 скважин, обеспечивая локальную обработку данных и отказоустойчивость. Система поддерживает ручной и автоматический режимы работы, в последнем из которых расчетное значение дозировки напрямую задает уставку для регулирующего клапана.

Промышленная апробация комплекса на газовом месторождении Крайнего Севера подтвердила его работоспособность и эффективность. Внедрение системы динамического управления дозировкой, учитывающей текущие параметры потока (Р, Т, расход), позволило достичь снижения расхода метанола до 40% по сравнению с практикой нормирования на основе ежемесячных расчетов. За период непрерывной эксплуатации случаев гидратообразования или сбоев системы зафиксировано не было.

Основными преимуществами предложенного решения являются: оперативный пересчет дозировки в реальном времени; комплексный

учет параметров потока, включая влияние конденсата на распределение ингибитора; вычислительная эффективность и прозрачность алгоритма, облегчающая валидацию для целей промышленной безопасности; прямая интеграция в контур управления АСУ ТП.

Дальнейшее развитие системы предполагает реализацию контура корректировки расчетной дозировки на основе мониторинга перепада давления на трубопроводе, а также совершенствование методик учета состава флюида при отсутствии поточных хроматографов.

Предложенный подход обладает потенциалом для масштабирования на другие объекты газодобычи с целью оптимизации затрат на ингибицию и повышения надежности газотранспортных систем. В настоящее время проводятся работы по внедрению алгоритма в дочерних обществах периметра компании «Газпром нефти».

Список литературы

1. Методика расчета норм расхода метанола на подготовку, транспорт природного и нефтяного газа: РД 39-3-636-81. — Москва: ВНИИОЭНГ, 1982. — 36 с.
2. СТО Газпром 3.1-3-010-2008. Российская Федерация, ОАО «Газпром». Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром» / Открытое акционерное общество «Газпром». — 51 с.
3. Kontogeorgis G.M., Voutsas E., Yakoumis I., Tassios D.P. An equation of state for associating fluids // *Ind. Eng. Chem. Res.* — 1996. — Vol. 35. — P. 4310.
4. Dendy E.S., Koh A.C. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*, third ed. — Chemical Industries Series. CRC Press, 2007. — 752 p.
5. Mukhsaf M.H., Li W. Optimizing Methanol Injection Quantity for Gas Hydrate Inhibition Using Machine Learning Models // Ghassan Husham Jani Sci. — 2025. — Vol. 15. — No. 6. — P. 3229. <https://doi.org/10.3390/app15063229>

References

1. Methodology for calculating the consumption rates of methanol for the preparation and transportation of natural and petroleum gas: RD 39-3-636-81. Moscow: VNIIOENG; 1982. 36 p. (In Russ.)
2. STO Gazprom 3.1-3-010-2008. Russian Federation, Open Joint Stock Company Gazprom. Methodology for calculating the consumption rates of chemicals for Gazprom gas producing enterprises / Gazprom Open Joint Stock Company. 51 p. (In Russ.)
3. Kontogeorgis G.M., Voutsas E., Yakoumis I., Tassios D.P. An equation of state for associating fluids. *Ind. Eng. Chem. Res.* 1996, vol. 35, p. 4310.
4. Dendy E.S., Koh A.C. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*, third ed. Chemical Industries Series. CRC Press; 2007. 752 p.
5. Mukhsaf M.H., Li W. Optimizing Methanol Injection Quantity for Gas Hydrate Inhibition Using Machine Learning Models. Ghassan Husham Jani Sci. 2025, vol. 15, no. 6, p. 3229. <https://doi.org/10.3390/app15063229>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Н. В. Соколов — разработал и формализовал методику математической обработки данных и методы расчета количества ингибитора; участвовал в написании исходного варианта статьи и ее рецензировании; утвердил финальную версию статьи для публикации.

Р.В. Халилов — на основе предложенной математической методики разработал, реализовал программный продукт на языке Python; провел тестирование и валидацию программного обеспечения; участвовал в написании разделов, касающихся программной реализации, и рецензировании статьи; утвердил финальную версию статьи для публикации.

Nikita V. Sokolov — developed and formalized the methodology for mathematical data processing and the methods for calculating the amount of inhibitor; contributed to writing the initial draft of the article and its review; approved the final version of the article for publication.

Rustem V. Khalilov — based on the proposed mathematical methodology, developed and implemented a software product in Python; conducted software testing and validation; contributed to writing the sections related to the software implementation and to reviewing the article; approved the final version of the article for publication.

И.О. Прудникова — участвовала в разработке и адаптации математической методики; провела серию инженерных расчетов и тестирование математических моделей; участвовала в анализе результатов, подготовке материалов для публикации; утвердила финальную версию статьи для публикации.

Irina O. Prudnikova — contributed to the development and adaptation of the mathematical methodology; performed a series of engineering calculations and testing of mathematical models; participated in the analysis of the results and preparation of materials for publication; approved the final version of the article for publication.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Никита Валериевич Соколов* — руководитель направления, Блок системного инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть» 625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан». e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Nikita V. Sokolov* — Task leader, System Engineering Unit, Gazprom neft company group 14, 50 let Oktyabria str., "Magellan" complex, 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Рустем Вилевич Халилов — главный специалист, Блок системного инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть»

Rustem V. Khalilov — Main specialist, System Engineering Unit, Gazprom neft company group

Ирина Олеговна Прудникова — ведущий специалист, Блок системного инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть»

Irina O. Prudnikova — Leading specialist, System Engineering Unit, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author