

Автоматическая адаптация моделей систем внутрипромыслового сбора газа для системы интеллектуального управления

Архипов Ю.А.¹, Лознюк О.А.¹, Стрекалов А.В.²

¹ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, ²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматривается новый метод автоматической адаптации детерминированной физико-математической модели сети сбора продукции газовых скважин в пределах месторождения. Показан ряд алгоритмов, позволяющих полностью автоматически адаптировать модели скважин, трубопроводной арматуры и трубопроводной сети в целом с высокой точностью и минимизацией вероятности снижения прогнозной способности.

Материалы и методы

В статье инструментом моделирования являются детерминированные физико-математические модели. Численными методами нелинейного программирования и имитацией нейронных сетей решаются оптимизационные задачи для адаптации моделей.

Ключевые слова

транспорт, газ, сеть, трубопровод, скважина, добыча, моделирование, адаптация

Для цитирования

Архипов Ю.А., Лознюк О.А., Стрекалов А.В. Автоматическая адаптация моделей систем внутрипромыслового сбора газа для системы интеллектуального управления // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 101–106. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-101-106

Поступила в редакцию: 17.11.2023

AUTOMATION

UDC 004.90, 681.5 | Original Paper

Automatic adaptation of models for in-field gas network as part of intelligent control system

Arkhipov Yu.A.¹, Loznyuk O.A.¹, Strekalov A.V.²

¹“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia, ²“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article considers a new method of automatic adaptation of a deterministic physical and mathematical model of the gas well production collection network within the field. A number of algorithms are shown that allow fully automatic adaptation of models of wells, pipeline fittings and the pipeline network as a whole with high accuracy and minimizing the likelihood of a decrease in predictive capability.

Materials and methods

In the article, the modeling tool is deterministic physical and mathematical models. Optimization problems for model adaptation are solved using numerical methods of nonlinear programming and simulation neural networks.

Keywords

transport, gas, network, pipeline, well, production, modeling, adaptation

For citation

Arkhipov Yu.A., Loznyuk O.A., Strekalov A.V. Automatic adaptation of models for in-field gas network as part of intelligent control system. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 101–106. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-101-106

Received: 17.11.2023

С 2019 г. в компании ПАО «Роснефть» согласно программе целевых инновационных проектов, разрабатывается технология интеллектуального автоматического управления газовыми и газоконденсатными промыслами. Концепция такого управления базируется на организации двухуровневой системы регулирования ключевых технологических объектов промысла, являющихся частью разветвленной наземной сети скважин, трубопроводов, дожимных компрессорных станций и узлов подготовки скважинной продукции [1]. На верхнем уровне находится корневая система автоматического управления

промыслом (САУП) в целом, которая назначает оптимальный технологический режим [2], а на нижнем — исполнительные распределенные системы автоматического регулирования скважин (САРС) [3], которые поддерживают назначенные дебиты, переводят скважины на новые режимы и проводят оперативные гидрогазодинамические исследования скважин (ГДИС): идентификация кривых притока и определение пластового давления по устьевым замерам.

В основе САУП лежит цифровой двойник промысла (ЦДП), позволяющий прогнозировать потокораспределение [4] продукции

скважин во всех технологических объектах промысла на основе детерминированной физико-математической модели, разрешаемой в симуляторе GasNet [5].

Для актуализации ЦДП известна процедура адаптации под фактические регистрируемые параметры эксплуатации (давление, температура, дебиты и т.п.). В САУП предполагается полностью автоматическая процедура адаптации по всему объему информации ЦДП.

ЦДП представляет их себя множество параметров, описывающих: топологию сети, геометрию и гидромеханические свойства

звеньев (трубы, скважины, дроссели, компрессоры, задвижки и т.п.). Последние, по существу, определяют газодинамические (ГДХ) и термодинамические (ТДХ) характеристики участков течения газа и прочих компонентов (вода, газоконденсат, метанол и др.) в виде n -мерных функций вида

$$\Delta p = p_1 - p_0 = f(q_g, q_w, q_{ГК}, \dots, p_0, T_0), \quad (1)$$

$$\Delta T = T_1 - T_0 = \tau(q_g, q_w, q_{ГК}, \dots, p_0, T_0), \quad (2)$$

где p_1, p_0 — давление на выходе и входе потока в звено; T_0 — температура на входе потока в звено; $q_g, q_w, q_{ГК}$ — массовые расходы газа, воды и газоконденсата.

Функции (1–2) вычисляются численным решением одномерных дифференциальных уравнений в пределах каждого звена, посредством разделения на отдельные — малые участки по длине [6].

Как известно даже, казалось бы, известные характеристики трубопроводов — длина, внутренний диаметр являются неточными. Истинная длина может отличаться от паспортной, а внутренний диаметр и шероховатости могут изменяться вследствие износа, коррозии и различного рода отложений: гидраты, песок, вода и высокомолекулярные компоненты. Кривизна наземных трубопроводов и насосно-компрессорных труб также вызывает существенные различия в расчетных ГДХ/ТДХ от фактических. Перечисленные и все остальные известные и неизвестные факторы определяют необходимость адаптации ЦДП на каждом участке течения.

В данной работе рассматривается подход к поэтапной полностью автоматической адаптации элементов газосборной сети (ГСС) вместе со скважинами и дросселирующими элементами.

Суть автоматизации процесса адаптации

1. Элементы сети такие, как скважина, штуцер/дроссель, ДКС, имеющие данные телеметрии о расходе компонентов и давлении/температуре на входе и выходе потока адаптируются поиском группы адаптационных коэффициентов к потерям давления (АКПД) отдельно на основании решения задачи нелинейной минимизации отклонений расчетных и фактических величин. Так, на примере ГДХ скважины для N режимов

$$\sum_{i=1}^N \left[K_{тр} f_{скв}(q_g, q_w, q_{ГК}, \dots, P_{пл}, T_{пл}) + K_{ГС} - (P_{yi} - P_{пл}) \right] \rightarrow \min, \quad (3)$$

где $K_{тр}$ — коэффициент сопротивления; $K_{ГС}$ — коэффициент гидростатики; $f_{скв}$ — функция потерь давления, вычисляемая в симуляторе.

Для ТДХ обычно достаточно использовать одну поправку адаптационный коэффициент потерь температуры (АКПТ) — K_T

$$\sum_{i=1}^N \left[K_T \tau_{скв}(q_g, q_w, q_{ГК}, \dots, P_{пл}, T_{пл}) - (T_{yi} - T_{пл}) \right] \rightarrow \min,$$

где $\tau_{скв}$ — функция потерь температуры, вычисляемая в симуляторе.

Оптимизационная задача (3) может быть расширена дополнительными

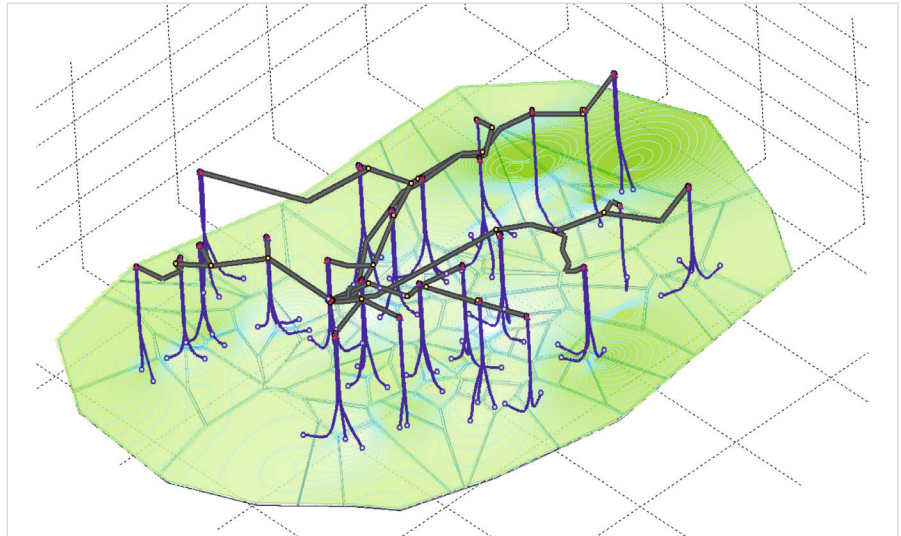


Рис. 1. ЦДП Берегового газового месторождения: неземная сеть, скважины и продуктивный пласт

Fig. 1. DTC (Digital Twin of the Craft) of the Onshore gas field: an unearthly network, wells and a productive reservoir

коэффициентами для повышения гибкости настройки и достаточном количестве замеров — N

$$\sum_{i=1}^N \left[K_{тр} f_{скв}(K_0 q_{g_i}, K_{1q} q_{g_i}, K_{2q} q_{ГК_i}, \dots, P_{пл}, T_{пл}, K_d, K_L) + K_{ГС} - (P_{yi} - P_{пл}) \right] \rightarrow \min, \quad (4)$$

где K_d, K_L — коэффициенты модификации внутреннего диаметра и суммарной длины; $K_0, 1, 2$ — коэффициенты корректировки расходов.

Формально (3) превращается в нелинейное уравнение при $N = 1$

$$K_{тр} f_{скв}(q_g, q_w, q_{ГК}, \dots, P_{пл}, T_{пл}) + K_{ГС} - (P_{yi} - P_{пл}) = 0, \quad (5)$$

при условии, что $K_{ГС}$ найден в условиях остановки скважины ($q = 0$), и может быть решено с минимальной погрешностью.

Задача (4) при $N = 7$ формально также сводится к замкнутой системе нелинейных уравнений (6), однако в отличие от (5) она

может и не иметь точного решения, поэтому следует отталкиваться от постановки (4).

Опыт применения адаптации к одному — средневзвешенному за 1 ч/1 сут в постановке (5) показал идеальную точность — погрешность менее 0,1 %. Однако прогнозная способность ЦДП в этом случае относительно невысока — погрешность < 5 % при 20 % изменении характерных показателей на новом ТР. Характерным и наиболее важным показателем здесь является дебит скважин.

Опыт применения адаптации в постановке (4) дает среднюю относительную погрешность < 1 %, при этом прогнозная способность при тех же условиях лучше — отклонение от факта < 2 %.

Для повышения точности адаптации и прогнозности способности, был разработан алгоритм, позволяющий сочетать в себе преимущества постановки (4) и (5).

Основная идея предлагаемого здесь подхода адаптации ГДХ элементов к множеству

$$\begin{cases} K_{тр} f_{скв}(K_0 q_{g_1}, K_{1q} q_{g_1}, K_{2q} q_{ГК_1}, \dots, P_{пл}, T_{пл}, K_d, K_L) + K_{ГС} - (P_{y_1} - P_{пл}) = 0 \\ K_{тр} f_{скв}(K_0 q_{g_2}, K_{1q} q_{g_2}, K_{2q} q_{ГК_2}, \dots, P_{пл}, T_{пл}, K_d, K_L) + K_{ГС} - (P_{y_2} - P_{пл}) = 0 \\ K_{тр} f_{скв}(K_0 q_{g_3}, K_{1q} q_{g_3}, K_{2q} q_{ГК_3}, \dots, P_{пл}, T_{пл}, K_d, K_L) + K_{ГС} - (P_{y_3} - P_{пл}) = 0 \\ K_{тр} f_{скв}(K_0 q_{g_4}, K_{1q} q_{g_4}, K_{2q} q_{ГК_4}, \dots, P_{пл}, T_{пл}, K_d, K_L) + K_{ГС} - (P_{y_4} - P_{пл}) = 0 \\ K_{тр} f_{скв}(K_0 q_{g_5}, K_{1q} q_{g_5}, K_{2q} q_{ГК_5}, \dots, P_{пл}, T_{пл}, K_d, K_L) + K_{ГС} - (P_{y_5} - P_{пл}) = 0 \\ K_{тр} f_{скв}(K_0 q_{g_6}, K_{1q} q_{g_6}, K_{2q} q_{ГК_6}, \dots, P_{пл}, T_{пл}, K_d, K_L) + K_{ГС} - (P_{y_6} - P_{пл}) = 0 \\ K_{тр} f_{скв}(K_0 q_{g_7}, K_{1q} q_{g_7}, K_{2q} q_{ГК_7}, \dots, P_{пл}, T_{пл}, K_d, K_L) + K_{ГС} - (P_{y_7} - P_{пл}) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

Пример замкнутой системы нелинейных уравнений для частного случая из 7-м адаптационных коэффициентов для 7-и режимов

An example of a closed system of nonlinear equations for a special case of 7 adaptation coefficients for 7 modes

режимов — имитация нейронной сети (ИНС), где в качестве нейронов выступают отфильтрованные фактические замеры расходов, давления и температуры на входе потока в элемент (звено в ЦДП). Функцией активации является функция веса, зависящая от расстояния между произвольным режимом (расход, давление и температура на входе потока) и фактическими.

1. Процедура поиска АКПД начинается с поиска общих АКПД для всех режимов (рис. 2а), решением

$$\varepsilon(\bar{K}_{тр}, K_{ГС}) = \sum_{i=1}^N \left[K_{тр,i} f(q_i, q_{в}, q_{ГК}, \dots, P_{вх}, T_{вх}) + K_{ГС} - (P_{вх} - P_{вх,i}) \right] \rightarrow \min. \quad (7)$$

2. Для каждого i -го режима отдельно отыскиваются АКПД решением (5) относительно

$K_{тр,i}$. Для получение итоговой ГДХ для входных параметров требуемого режима — $q_i, q_{в}, q_{ГК}, \dots, P_{вх}, T_{вх}$ (они являются исходными для ГДХ и искомыми в системе уравнений симулятора) определяется расстояние до фактических режимов

$$r_i = \sqrt{(q_i - q_{в,i})^2 + (q_{в} - q_{в,i})^2 + (P_{вх} - P_{вх,i})^2 + (T_{вх} - T_{вх,i})^2}. \quad (8)$$

Далее расстояния нормируются

$$\bar{r}_i = \frac{r_i}{r_{\max}}$$

и, согласно, функции веса — $\sigma(r; \omega)$, вычисляется значение $K_{тр,i}$, соответствующее требуемому режиму

$$K_{тр,и} = \frac{1}{\sum_{i=1}^N \sigma(\bar{r}_i, \omega)} \sum_{i=1}^N K_{тр,i} \sigma(\bar{r}_i, \omega), \quad (9)$$

где ω — параметр сглаженности;

$$\sigma(r; \omega) = 1 - r^\omega, \quad r \in [0, 1]$$

Коэффициент ω подбирается исходя из требованиям к приемлемой погрешности от 0,5...0,01. Чем выше коэффициент, тем более сглаженной будет итоговая ГДХ.

Перепад давления вычисляется по найденным $K_{ГС}$ и $K_{тр,и}$

$$\Delta p = K_{тр,и} f(q_i, q_{в}, q_{ГК}, \dots, P_0, T_0) + K_{ГС}. \quad (10)$$

Адаптация ТДХ, а также ГДХ для других элементов ГСС: штуцеры, ДКС происходит аналогично.

Наиболее сложной проблемой является задача автоматической адаптации сети наземных трубопроводов. В практике эксплуатации газовых месторождений наземная сеть трубопроводов не контролируется со стороны телеметрии. Т.е. замеры давлений и температур в местах стыковки и по длине трубопроводов не производится точно так же, как и не производятся замеры расходов, переносимых вдоль сети продукции скважин. В связи с этим по данным телеметрии известны расходы притоков со стороны скважин для каждого куста: q_1, q_2, q_3, q_4, q_5 и термобарические условия на входе потоков в ГСС: линейные давления — P_1, P_2, P_3, P_4, P_5 и температуры — T_1, T_2, T_3, T_4, T_5 , а также условия на выходе: на концах каждого коллектора — $P_{вх,к}$ и $T_{вх,к}$ (рис. 3). В случае, когда температуры и/или давления на выходе с куста (линейные) не регистрируются, автоадаптацию ГСС можно начинать непосредственно с устьев скважин. При этом дроссели/штуцеры включаются в множество звеньев сети и по ним отыскиваются адаптационные коэффициенты на ряду с трубами.

Будем полагать, что $K_{ГС}$ для ГДХ труб сети малосущественный фактор и требуется найти только коэффициент трения — $K_{тр}$ для ГДХ i -го элемента ГСС (1):

$$K_{тр,i} f_i(q_i, q_{в}, q_{ГК}, \dots, P_{вх}, T_{вх}) \quad (11)$$

и коэффициент потерь температуры — K_t для ТДХ i -го элемента ГСС:

$$K_t \tau_i(q_i, q_{в}, q_{ГК}, \dots, P_{вх}, T_{вх}). \quad (12)$$

Если записать задачу адаптации ГСС в классическом представлении, то она сводится к математической нелинейной оптимизации относительно n неизвестных адаптационных коэффициентов потерь давления и температуры

$$\varepsilon \left(\begin{matrix} K_{тр_1}, K_{тр_2}, \dots, K_{тр_1}, \dots, K_{тр_n} \\ K_{t_1}, K_{t_2}, \dots, K_{t_1}, \dots, K_{t_n} \end{matrix} \right) \rightarrow \min, \quad (13)$$

где целевая функция (для одного фактического режима)

$$\varepsilon \left(\begin{matrix} K_{тр_1}, K_{тр_2}, \dots, K_{тр_1}, \dots, K_{тр_n} \\ K_{t_1}, K_{t_2}, \dots, K_{t_1}, \dots, K_{t_n} \end{matrix} \right) = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N q_j - \alpha_j(\bar{p}) + \frac{T_{вх} - \beta_{вх}(\bar{p})}{T_{вх}} \right] \quad (14)$$

описывает суммарные средние относительные отклонения фактических расходов на входе потоков в ГСС — q_j от их расчетных эквивалентов — $\alpha_j(\bar{p})$ вычисляемых в симуляторе ЦДП и зависящих от фактических

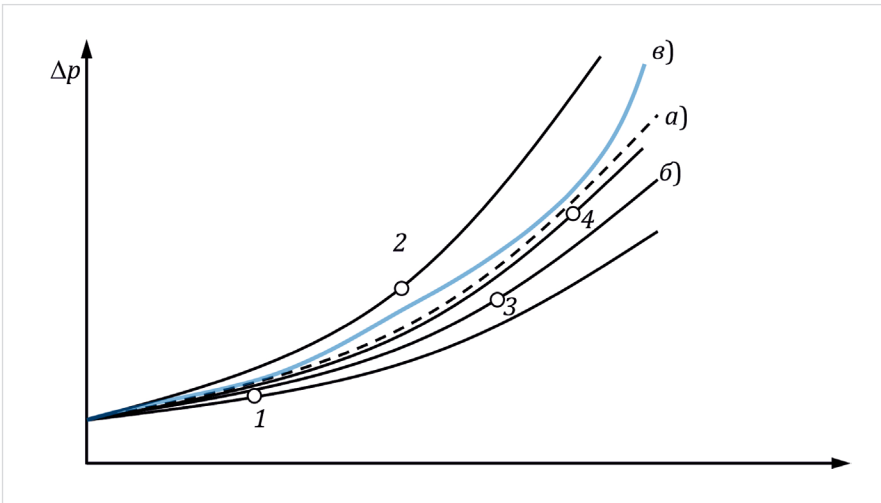


Рис. 2. Схема отдельной автоадаптации элементов ГСС для множества режимов ($N = 4$) (проекция $\Delta p - q$): а — функция $f(K_{тр}, K_{ГС}, \dots)$ ГДХ для всех режимов в результате (7); б — $f_3(K_{тр}, K_{ГС}, \dots)$ ГДХ для режима — 3; в — итоговая функция $f_{ИНС}(K_{ГС}, \dots)$

Fig. 2. The scheme of separate autoadaptation of GSN (Gas collection network) elements for a set of modes ($N = 4$) (projection $\Delta p - q$): а — the function $f(K_{frict}, K_{HS}, \dots)$ GDC (Gas-dynamic characteristic) for all modes as a result (7); б — $f_3(K_{frict}, K_{HS}, \dots)$ GDC for mode — 3; в — the final function f_{SNN} (SimNeural network) (K_{HS}, \dots)

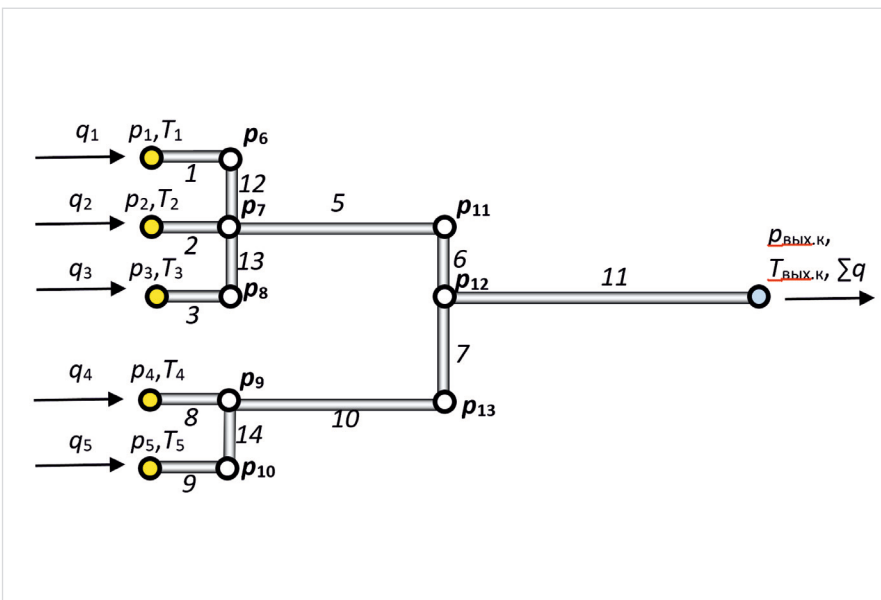


Рис. 3. Схема автоадаптации ГСС
Fig. 3. Scheme of autoadaptation gas collectors network

давлений на текущем режиме — $p(p_1, p_2, \dots, p_N)$ (в примере на рисунке 3, $N = 5$), а также фактической температуры на выходе потока из ГСС — $T_{\text{вых}}$ и ее расчетный эквивалент — $\beta_{\text{вых}}(\bar{p})$, также вычисляемый в симуляторе и, зависящий от вектора фактических давлений на входе со стороны кустов/скважин — \bar{p}

Вследствие того, что точка измерения температуры только одна — на выходе из коллектора, то для одного режима достаточно одного АКПТ — K_{T1} , для $N = 2$ — двух K_{T1} , K_{T2} и т.д.

Для АКПД, такой пропорции уже не прослеживается, вследствие уникальности топологии ГСС и множества точек измерения.

В общем случае для m -режимной адаптации целевая функция расширяется до расчета отклонений по всем режимам

$$\varepsilon \left(\begin{matrix} K_{T1}, K_{T2}, \dots, K_{Tn} \\ K_{T1}, K_{T2}, \dots, K_{Tn} \end{matrix} \right) = \sum_{k=1}^m \frac{1}{2} \left[\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \frac{q_{j,k} - \alpha_j(\bar{p}_k)}{q_{j,k}} + \frac{T_{\text{вых},k} - \beta_{\text{вых}}(\bar{p}_k)}{T_{\text{вых},k}} \right] \quad (15)$$

Вследствие того, что решение задачи (15) классическими методами оптимизации требует внушительных вычислительных ресурсов, был разработан алгоритм поиска начального приближения

$K_{T1}^0, K_{T2}^0, \dots, K_{Tn}^0, K_{T1}^0, K_{T2}^0, \dots, K_{Tn}^0$.

Суть данного алгоритма сводится к тому, чтобы объединять коэффициенты потерь давления в элементах ГСС — K_{Tpi} в группы, согласно топологии сети (рис. 3) так, чтобы последовательно находить не сами коэффициенты, а множитель к коэффициентам, принадлежащим группе. При этом целевая функция (14) рассчитывается отдельно для сравнения расходов и температуры, а также для группировки сравнимые притоки.

Рассмотрим пример поиска начального приближения для схемы на рисунке 3 для $m=1$ количества фактических режимов.

1. Все искомые коэффициенты адаптации устанавливаются в значение — 1,0.
2. Вначале все элементы и их АКПД входят в глобальную группу, охватывающую всю сеть и целевой функцией (для рис. 3) будет

$$\varepsilon(\lambda \cdot K_{T1}^0, \lambda \cdot K_{T2}^0, \dots, \lambda \cdot K_{Tn}^0) = \frac{1}{N} \frac{\sum_{j=1}^N q_j - \sum_{j=1}^N \alpha_j(\bar{p})}{\sum_{j=1}^N q_j} \quad (16)$$

где λ — искомый множитель к группе неизвестных АКПД.

После решения (16), как и для любой подгруппы далее, АКПД запоминаются после умножения их на текущий найденный множитель — λ .

3. Этап «от общего к частному». Выбор подгруппы, согласно топологии (рис. 4а), производится последовательным отключением от исходной группы общих ветвей (рис. 4), тем самым целевая функция редуцируется так, что сравниваются отдельные притоки по группам кустов, и, в конечном счете, доходит до отдельных кустов/скважин (рис. 4в, г).

Так для подгруппы на рисунке 4а целевая функция

$$\varepsilon \left(\begin{matrix} \lambda \cdot K_{T1}^0, \lambda \cdot K_{T2}^0, \lambda \cdot K_{T3}^0 \\ \lambda \cdot K_{T1}^0, \lambda \cdot K_{T2}^0, \lambda \cdot K_{T3}^0 \end{matrix} \right) = \frac{1}{3} \frac{q_1 + q_2 + q_3 - \alpha_1(p_1, p_2, p_3) - \alpha_2(p_1, p_2, p_3) - \alpha_3(p_1, p_2, p_3)}{q_1 + q_2 + q_3} \quad (17)$$

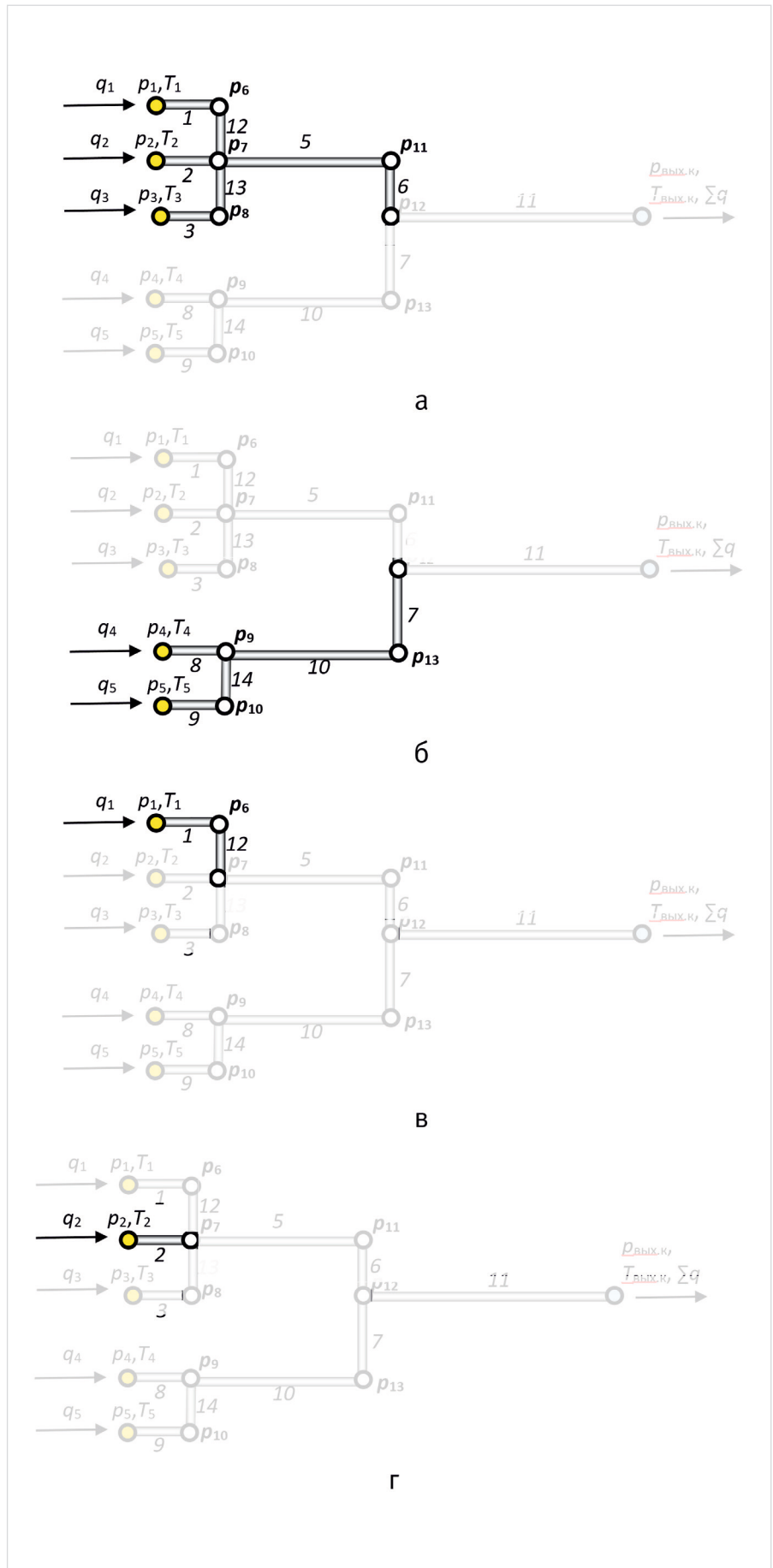


Рис. 4. Подгруппы элементов сети: а — множество звеньев в пределах первого куста; б — множество звеньев в пределах второго куста; в — множество звеньев, влияющих на скважину — 1; г — множество звеньев, влияющих на скважину — 2
Fig. 4. Subgroups of network elements: а — a set of links within the first bush; б — a set of links within the second bush; в — a set of links affecting the well — 1; г — a set of links affecting the well — 2

Для подгруппы (рис. 3б)

$$\varepsilon \begin{pmatrix} \lambda \cdot K_{rp_4}^0, \lambda \cdot K_{rp_5}^0, \\ \lambda \cdot K_{rp_7}^0, \lambda \cdot K_{rp_{10}}^0, \\ \lambda \cdot K_{rp_{14}}^0 \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \frac{q_4 + q_5 - \alpha_4(p_4, p_5) - \alpha_5(p_4, p_5)}{q_4 + q_5} \quad (18)$$

Для подгруппы (рис. 3в)

$$\varepsilon(\lambda \cdot K_{rp_1}^0, \lambda \cdot K_{rp_{12}}^0) = \frac{q_1 - \alpha_1(p_1)}{q_1} \quad (19)$$

Для подгруппы (рис. 3г)

$$\varepsilon(\lambda \cdot K_{rp_2}^0) = \frac{q_2 - \alpha_2(p_2)}{q_2} \quad (20)$$

Подбор множителей к каждой подгруппе, осуществляется методом градиентного спуска, относительной одной неизвестной — λ .

Редуцирование групп продолжается до тех пор, пока АКПД каждого из прилегающих к узлам входа потоков в сеть не обретут уникальные значения.

4. Этап «от частного к общему». Здесь процесс формирования групп противоположен третьему этапу. Делается это для

повышения точности за счет того, что изменение АКПД одних звеньев всегда влияет не только на расходы потоков на входе данной подгруппы связанных топологией звеньев, но и на остальные потоки. Система является полностью связанной и симулятор хорошо воспроизводит данное обстоятельство.

5. Поиск АКПТ производится после завершения поиска — λ для очередной подгруппы звеньев и их АКПД.

На рисунке 5 показаны результаты поэтапной автоадаптации ЦДП Берегового м/р.

Опыт использования, описанного выше подхода к поиску начального приближения АКПД для одного фактического режима на ЦДП Берегового м/р, показал, что погрешность составляет не более 0,5–1%, а время счета не превышает 2–3 мин, при этом время расчета одного потокораспределения у симулятора занимает 3–5 с. Если полученная погрешность не удовлетворяет условиям точности, то после нахождения начального приближения адапционных коэффициентов задача автоадаптации решается методом шагового спуска в постановке (13).

Процедура автоадаптации ГСС запускается после адаптации ГДХ отдельных частей ЦДП: скважин, дросселей и ДКС.

Итоги

Выявлено, что для многорежимной адаптации ГСС наиболее продуктивно использовать подход имитации нейронной сети, показанный выше для ГДХ отдельных элементов. Данный подход сочетает высокую точность совпадения с фактическими замерами <0,1% и вместе с тем, не уменьшает прогнозную способность при существенной экстраполяции, за счет сбалансированной базовой поверхности ГДХ.

Выводы

Рассмотренная выше концепция автоматической адаптации детерминированных физико-математических моделей добычи и внутрипромыслового транспорта газа имеет следующие преимущества:

- позволяет без участия человека поэтапно адаптировать модели элементов трубопроводных сетей под фактические замеры системы телеметрии.

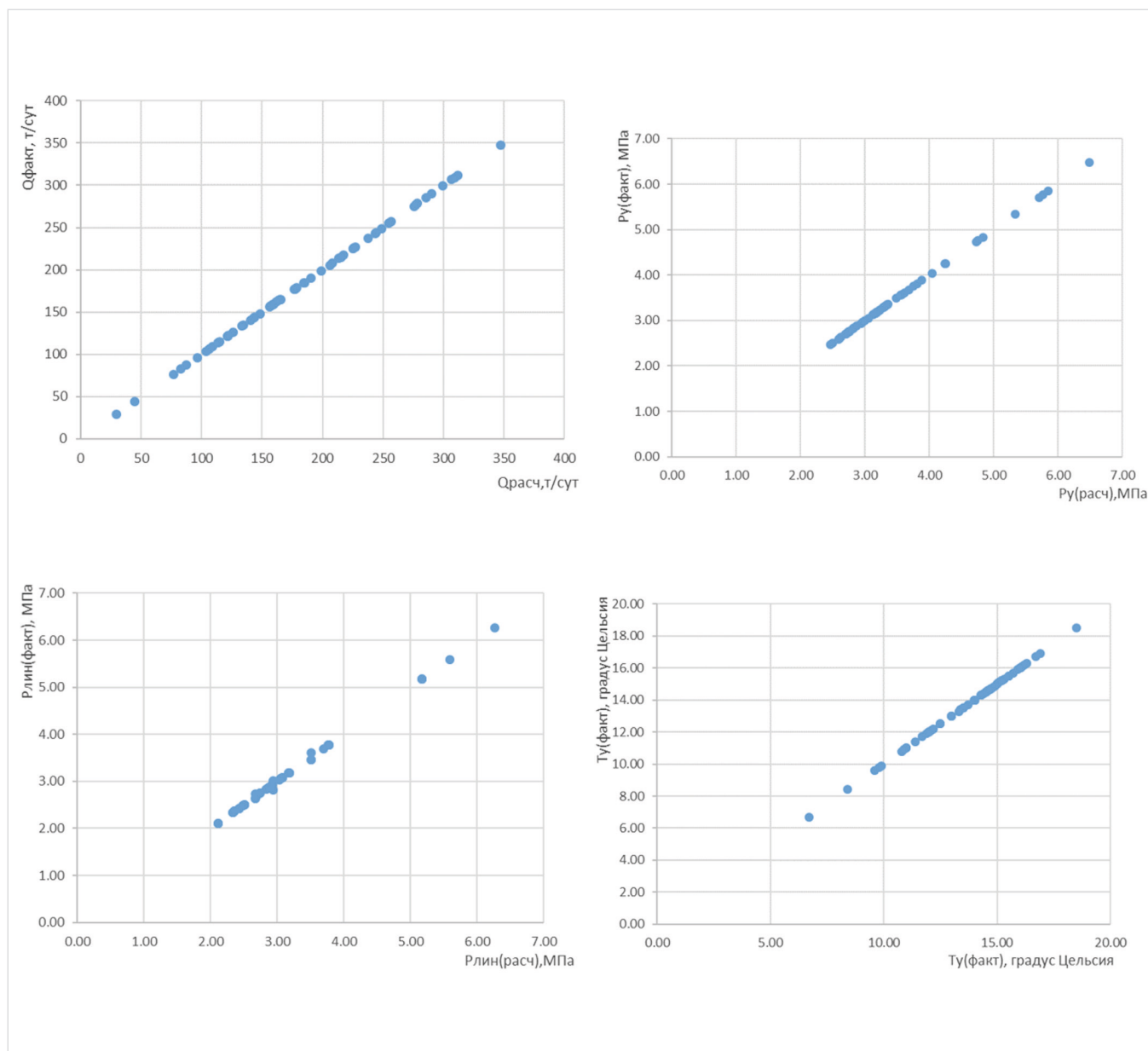


Рис. 5. Результаты автоадаптации ЦДП Берегового газового месторождения
Fig. 5. The results of the autoadaptation of the DTC of the «Coastal» gas field

- погрешности полученных результатов адаптации менее 0,1 %.
- снижение прогнозной способности моделей за счет уточнения моделей элементом имитацией нейронных сетей, нивелируется построением средневзвешенной характеристики методами нелинейного программирования.
- время выполнения всех процедур предложенной концепции для среднего газового промысла на средних вычислительных параметрах ПК составляет не более нескольких минут.

Литература

1. Поспелова Т.А., Аржиловский А.В., Харитонов А.Н., Юшков А.Ю., Стрекалов А.В., Лопатин Р.Р., Лознюк О.А., Архипов Ю.А. Концепция интеллектуализации газовых и газоконденсатных промыслов //

- Нефтяное хозяйство. 2019. № 11. С. 58–63.
2. Харитонов А.Н., Поспелова Т.А., Лознюк О.А., Архипов Ю.А., Skorobogach M.A., Юшков А.Ю., Стрекалов А.В., Заворина А.С., Павлов В.П., Назаров А.Л. Методика обоснования технологических режимов газовых и газоконденсатных скважин с применением интегрированных моделей // Нефтепромысловое дело. 2020. № 4. С. 41–47.
 3. Поспелова Т.А., Лопатин Р.Р., Стрекалов А.В., Харитонов А.Н. Поддержание технологического режима систем внутрипромыслового транспорта распределенными регуляторами расхода // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5. С. 62–69.
 4. Стрекалов А.В. Математическое моделирование гидросистем поддержания пластового давления.

- Тюмень: Тюменский дом печати, 2007. 664 с.
5. Стрекалов А.В., Князев С.М., Харитонов А.Н., Лопатин Р.Р., Трушников Д.Н., Козлов В.В., Зеленин Д.В., Дерюшев Д.Е. Расчетный модуль для автоматического управления газовым/газоконденсатным промыслом (GasNet 2.0) // ПАО «НК «Роснефть». Заявка № 2022613612 от 15.03.2022. Свидетельство № 2022614386 от 21.03.2022.
 6. Поспелова Т.А., Степанов С.В., Стрекалов А.В., Соколов С.В. Математическое моделирование для принятия решений по разработке месторождений. М.: Недра, 2021. 427 с.

ENGLISH

Results

It was revealed that for multi-mode adaptation of the GSS, it is most productive to use the neural network simulation approach shown above for the GDX of individual elements. This approach combines high accuracy of coincidence with actual measurements <0,1 % and, at the same time, does not reduce the predictive ability with significant extrapolation, due to the balanced base surface of the characteristic.

Conclusions

The above concept of automatic adaptation of deterministic physical and mathematical models of gas production and in-field transport has the following advantages.

- Allows, without human intervention, to gradually adapt models of pipeline network elements to the actual measurements of the telemetry system.
- The errors of the obtained adaptation results are less than 0,1 %.
- The decrease in the predictive ability of models due to the refinement of models with the simulation of neural networks is offset by the construction of a weighted average characteristic using nonlinear programming methods.
- The execution time of all procedures of the proposed concept for an average gas field on the average computing parameters of a PC is no more than a few minutes.

References

1. Pospelova T.A., Arzhilovsky A.V., Kharitonov A.N., Yushkov A.Yu., Strekalov A.V., Lopatin R.R., Loznyuk O.A., Arkhipov Yu.A. The concept of gas and gas-condensate fields intellectualization. Oil industry, 2019, issue 11, P. 58–63. (In Russ).
2. Kharitonov A.N., Pospelova T.A., Loznyuk O.A., Arkhipov Yu.A., Skorobogach M.A., Yushkov A.Yu., Strekalov A.V., Zavorina A.S., Pavlov V.P., Nazarov A.L. Procedure for justifying process conditions of gas and gas condensate wells using integrated models. Oilfield engineering, 2020, issue 4, P. 41–47. (In Russ).
3. Pospelova T.A., Lopatin R.R., Strekalov A.V., Kharitonov A.N. Technological mode maintenance of intra-field transport by distributed flow-rate regulators. Oilfield engineering, 2020, issue 5, P. 62–69. (In Russ).
4. Strekalov A.V. Mathematical modeling of hydraulic systems for maintaining reservoir pressure. Tyumen: Tyumenskij dom pechati, 2007, 664 p. (In Russ).
5. Strekalov A.V., Knyazev S.M., Kharitonov A.N., Lopatin R.R., Trushnikov D.N., Kozlov V.V., Zelenin D.V., Deryushev D.E. Calculation module for automatic control of gas/gas condensate field (GASNet 2.0). “NK “Rosneft” PJSC. Application № 2022613612 dated 03/15/2022. Certificate № 2022614386 dated 03/21/2022. (In Russ).
6. Pospelova T.A., Stepanov S.V., Strekalov A.V., Sokolov S.V. Mathematical modeling for decision-making on field development. Moscow: Nedra, 2021, 427 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Архипов Юрий Александрович, менеджер управления разработки газовых и газоконденсатных месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Лознюк Олег Александрович, заместитель директора, начальник Управления разработки газовых и газоконденсатных месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Стрекалов Александр Владимирович, старший эксперт Управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Arkhipov Yuri Alexandrovich, manager of the department for the development of gas and gas condensate fields of “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Loznyuk Oleg Alexandrovich, deputy director, head of the department for the development of gas and gas condensate fields of “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Strekalov Alexander Vladimirovich, senior expert of the department of scientific and technical development, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: avstrekalov@tnnc.rosneft.ru