



Оптимизация работы системы сбора газоконденсатного промысла на основе узлового анализа

Падин Е. А.^{1*}, Шабаров А. Б.²

¹ ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Российская Федерация

² Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

*EA_Padin2@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. Промысловые газосборные сети представляют собой сложный динамический объект исследования. В ходе разработки газоконденсатных месторождений изменяются условия как на входе ГСС (давления, температуры, расходы), так и на выходе (режимы работы комплекса подготовки, ввод дожимных компрессорных станций). Поэтому актуальной задачей является оптимизация режимов или характеристик существующей ГСС для увеличения ее пропускной способности. В настоящей работе представлен подход оптимизации работы ГСС газоконденсатного промысла, основанный на концепции узлового анализа. Подход позволяет обнаружить узкие места промысла, а также наиболее эффективные мероприятия по запуску скважин или строительству дополнительных трубопроводов. Средством этого подхода может быть найдено решение задачи потокораспределения системы добычи углеводородов с учетом существующих технологических ограничений, а также наличием большого количества целочисленных переменных (строительство лупингов, запуск скважин, переключение скважин/трубопроводов между установками и др.). Выполнена апробация подхода на участке ГСС газоконденсатного месторождения. Найдена конфигурация наиболее эффективных мероприятий, позволяющих значительно увеличить суточную добычу газа и конденсата (75 % от максимально возможного уровня при реализации всевозможных мероприятий), при этом строительство лупингов потребует только на 40 % протяженности всех участков и половина дополнительного фонда будет запущена.

Ключевые слова: узловой анализ, газоконденсатный промысел, оптимизация, целочисленные и непрерывные переменные, технологические ограничения

Для цитирования: Падин Е. А., Шабаров А. Б. Оптимизация работы системы сбора газоконденсатного промысла на основе узлового анализа. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026; 30(4):148–165. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-148-165> EDN: MPPPTZ

Optimization of the gas condensate field gathering system using nodal analysis

Egor A. Padin^{1*}, Alexandr B. Shabarov²

¹ LLC «RN-Geology Research Development», Tyumen, Russian Federation

² University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

*EA_Padin2@rn-gir.rosneft.ru

Abstract. Gas gathering systems are complex and dynamic production networks. As a gas condensate field develops, operating conditions change continuously. Factors such as pressure, temperature, and flow rate vary at the inlet of the gathering system, while modifications in gas processing facilities and the commissioning of booster compressor stations affect outlet conditions. Therefore, an urgent task is to optimize the modes or characteristics of the gathering system to increase its throughput. This work presents a nodal analysis approach for optimizing the operation of a gas condensate field gathering system. This approach identifies system bottlenecks and selects the most effective measures for starting wells and additional pipeline sections. By applying this approach, the authors suggest solving the flow allocation problem for a hydrocarbon production system by considering operational constraints and a large amount of integer variables (pipeline looping, well start-up, and switching wells or pipelines among processing facilities). The authors validate the approach on a section of a gas condensate field gathering system. The study determines the configuration of the most effective operations to significantly increase both daily gas and condensate production. This methodology achieves 75 % of the maximum production potential available through full implementation of all development options. Notably, it required pipeline looping along only 40 % of the candidate pipeline sections and brought only half of the available additional wells into production. The project requires looping just 40 % of the candidate pipeline sections and brought only half of the available additional wells into production.

Keywords: nodal analysis, gas condensate field, optimization, integer and continuous variables, technological constraints

For citation: Padin E.A., Shabarov A. B. Optimization of the gas condensate field gathering system using nodal analysis. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(4):148–165. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-4-148-165>

Введение

Моделирование процессов добычи углеводородов (УВ) является комплексной задачей, включающей описание различных частей сложной природно-технологической системы. Модели, описывающие взаимодействие основных частей добычи, таких как продуктивный пласт, насосно-компрессорные трубы (НКТ), система сбора и комплекс подготовки УВ, в отрасли принято называть интегрированными. Потребность в интегрированном моделировании особенно остро проявляется на газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождениях, когда взаимовлияние в системе пласт — скважины — система сбора — комплекс подготовки играет ключевую роль в добыче УВ. Отсутствие комплексного подхода к описанию системы добычи увеличивает риски ошибок в прогнозировании работы промысла и в принятии технологических решений при проектировании разработки и обустройства [1].

Конечной целью создания интегрированных моделей часто становятся идентификация узких мест системы добычи [2] и решение оптимизаци-

онных задач [3, 4]. Для каждого промысла постановка и решение оптимизационной задачи индивидуальны. Специфика зависит от особенностей промысла: выбранной целевой функции, существующих технологических ограничений и управляющих параметров. В качестве целевой функции могут быть такие параметры, как: максимизация добычи газа [5], максимизация добычи конденсата при постоянной добыче газа [6–8], максимизация чистого дисконтированного дохода [9, 10] и др. Существенное значение при поиске оптимального решения имеют технологические ограничения работы оборудования промысла, ограничивающие область допустимых решений. Основными технологическими ограничениями при эксплуатации промыслов УВ являются максимальная производительность установок подготовки УВ, максимальные давления и скорости потока в трубопроводах, мощность дожимной компрессорной станции (ДКС) и т. д.

Соблюдение технологических ограничений и нахождение экстремума целевой функции осуществляются посредством изменения управляющих или варьируемых параметров/переменных. При поиске решения оптимизационной задачи варьируемые параметры могут принимать любое действительное значение в заданном диапазоне (перепад давления на штуцере/клапане-регуляторе или диаметр штуцера, расход газлифтного газа, мощность ДКС и т. д.). Для нахождения оптимального решения подобной системы используются методы нелинейного программирования. Например, в ПО GAP (IPM Petroleum Experts) применяется оптимизационный алгоритм, основанный на методе последовательного квадратичного программирования (Sequential Quadratic Programming — SQP).

Однако для поиска оптимальной конфигурации трубопроводов подобные оптимизационные алгоритмы не подходят. В данном случае возникает потребность в решении комбинаторной задачи с использованием специальных подходов (Linear /mixed integer programming — LP/MIP). В качестве переменных выступают такие управляющие параметры, как открытие или закрытие отдельных трубопроводов, переключение скважин или манифольдов между различными трубопроводами или линиями и др. Подобные задачи относятся к классу целочисленных или транспортных оптимизационных и для их решения используются такие алгоритмы, как, например, методы линейного программирования, градиентные методы, подходы, основанные на эволюционных алгоритмах. К примеру, в ПО Resolve (IPM Petroleum Experts) реализован алгоритм маршрутной и целочисленной оптимизации GIRO (Genetic Integer/Routing Optimizer), который основан на генетическом алгоритме и позволяет подобрать целочисленные переменные [11]. В [12] разработана методика подбора оптимальных технологических параметров системы сбора нефти с месторождений с применением метода построения последовательности планов.

При решении задач управления промыслом часто возникает потребность в одновременном учете целочисленных и непрерывных переменных.

Оптимизационные задачи, содержащие и целочисленные, и непрерывные переменные, относятся к классу смешанных (Mixed-Integer Nonlinear programming — MINLP). В силу сложности данного класса задач на практике общую комплексную задачу часто разбивают на две части: один оптимизатор отвечает за нелинейные переменные и ограничения, другой — за подбор целочисленных переменных и маршрутизацию. Например, в [13] предложена методика, заключающаяся в разбиении оптимизационной задачи на три уровня, где каждый последующий уровень вложен в предыдущий: первый уровень — определение оптимальной конфигурации трубопроводов, второй — определение частоты вращения ротора компрессора, третий — подбор оптимальных диаметров штуцера.

В статье рассматривается смешанная оптимизационная задача с ограничениями, где целевая функция может включать максимизацию добычи газа или газового конденсата, а в качестве переменных или управляющих параметров рассматриваются как непрерывные величины (перепад давления на штуцерах/клапанах-регуляторах), так и целочисленные переменные (количество скважин и число дополнительных трубопроводов-лупингов).

Решение данной задачи построено на основе концепции узлового анализа (Nodal Analysis). Узловой анализ или анализ узлов — это методология анализа сложных систем, состоящих из отдельных элементов, взаимодействующих друг с другом. Концепция применяется в различных областях инженерии, например, широкое применение она нашла в электронике [14]. В нефтегазовой промышленности метод широко используется для решения различных инженерных задач [15], таких как определение дебитов при определенных характеристиках работы системы, подбор оборудования (диаметр НКТ, типоразмер электроцентробежного насоса и др.).

Основные принципы узлового анализа применительно к нефтегазовой отрасли:

- сохранение материального баланса (объем флюида, входящий в рассматриваемый узел, равен объему флюида, выходящему из данного узла, не учитывается накопление флюида);
- непрерывность давления (в каждом узле только одно значение давления).

Классическим примером использования узлового анализа в рамках сопровождения добычи УВ служит рассмотрение в качестве узловой точки забоя скважины. Тогда работу скважины можно охарактеризовать двумя кривыми: кривой притока (IPR — Inflow Performance Relationship) и кривой лифта (VLP — Vertical Lift Performance). Пересечение данных кривых характеризует рабочую точку скважины (рис. 1).

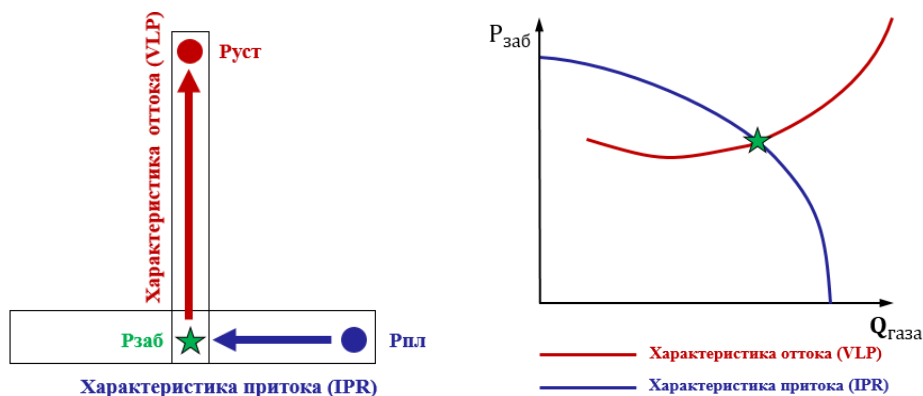


Рис. 1. Узловой анализ по скважине. Схематичное описание областей (слева), график узлового анализа (справа)

Fig. 1. Nodal analysis of a well. Schematic description of regions (left), nodal analysis plot (right)

Помимо рассмотрения в качестве узловой точки — забоя одной скважины существуют более сложные случаи, где рассматриваются обобщенные характеристики. Например, в [16] в качестве узловой точки рассматривался вход в ДКС. Эта точка разбивает систему добычи на две части: с одной стороны, пласт — скважины — ГСС (кривая притока), с другой, ДКС — установка комплексной подготовки газа (УКПГ). В [17] концепция узлового анализа использована для оптимизации расчетов интегрированных моделей. Авторы последовательно объединяют элементы системы добычи в обобщенные характеристики притока и оттока, включающие приток из скважин, поток по стволу скважин и трубопроводам.

В качестве базовой модели для проведения расчетов на основе использования узлового анализа может быть применено как коммерческое программное обеспечение, например, тНавигатор, Prosper, GAP, Resolve (Petroleum Experts), Pipesim, IAM (Schlumberger) и др., так и авторские физико-математические модели, описывающие пласт — скважины — система сбора — комплекс подготовки, которые представлены, например, в [18–20].

Методы

В статье рассматривается применение узлового анализа работы газоконденсатного промысла, где в качестве узловой точки может быть использована произвольная точка системы сбора, выбранная таким образом, что характеристика притока может включать один или несколько кустов скважин, а также отдельные прилегающие трубопроводы. Характеристика оттока может включать все трубопроводы от узловой точки до граничного узла с фиксированным давлением (например, вход УКПГ). В случае наличия на участке, охарактеризованного кривой оттока, точек врезок кустов, не описанных характеристикой притока, их вклад будет

учтен в характеристике оттока. Типичные примеры разбиения системы сбора на участки притока или оттока представлены на рисунке 2.

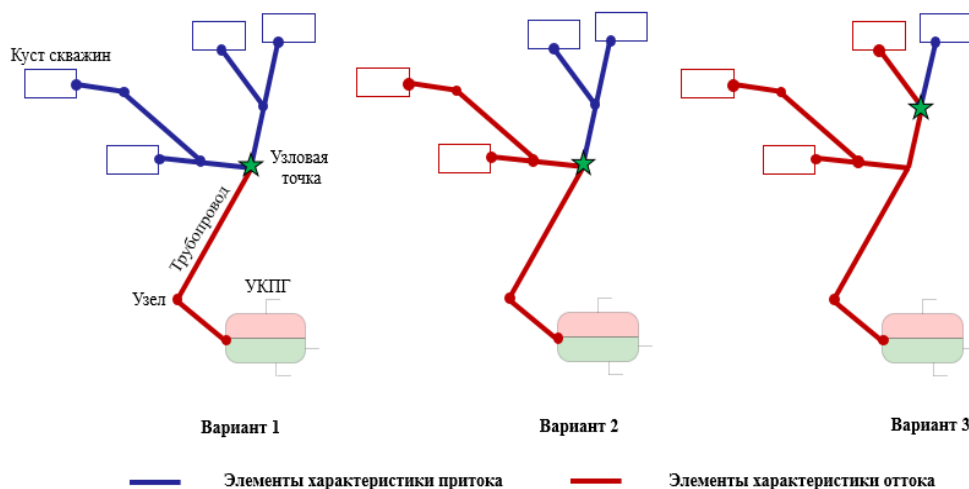


Рис. 2. Примеры разбиения системы сбора на характеристики оттока и притока
Fig. 2. Examples of dividing the gathering system into inflow and outflow performance relationships

В общем случае характеристики притока и оттока описываются п-мерными функциями, характеризующими изменение давления и температуры от расходов продукции по отдельным фазам или компонентам Рузла ($Q_{\text{газ}}$, $Q_{\text{конд}}$, $Q_{\text{вода}}$), Тузла ($Q_{\text{газ}}$, $Q_{\text{конд}}$, $Q_{\text{вода}}$). С целью снижения размерности решаемой системы и уменьшения вычислений сделано допущение, что для расчета характеристик оттока используются средние значения температуры, состава и расхода воды, полученные в узле при расчете характеристик притока для заданного диапазона расходов газа. Для условий рассматриваемых газоконденсатных месторождений такое допущение дает погрешность не более 5 % при сопоставлении давлений в узле по характеристике оттока для средних значений (температура, состав и расход воды) и крайних значений из рассматриваемого диапазона.

Авторами разработан алгоритм, учитывающий изменение как непрерывных, так и целочисленных переменных. Для нахождения оптимального решения с учетом изменения целочисленных переменных (например, количество скважин/трубопроводов) требуется многократное выполнение алгоритма при различных комбинациях непрерывных переменных. То есть каждой комбинации целочисленных переменных соответствует некоторая комбинация непрерывных переменных.

Ввиду того, что для больших систем количество комбинаций целочисленных переменных может быть значительно, что требует высоких вычислительных ресурсов, в работе предложен инженерный подход нахождения наиболее влияющих и эффективных целочисленных переменных (рис. 3).

Основные шаги предложенного подхода следующие:

- 1) определение узловой точки;
- 2) формирование перечня целочисленных переменных для характеристик притока и оттока;
- 3) расчет влияния каждой целочисленной переменной на целевую функцию отдельно для характеристик притока и оттока;
- 4) определение наиболее влияющих переменных для характеристик притока и оттока;
- 5) формирование всевозможных комбинаций переменных только из списка наиболее влияющих;
- 6) выполнение расчетов по алгоритму поиска общего решения характеристик притока и оттока;
- 7) определение оптимальной комбинации целочисленных переменных.



Рис. 3. Блок-схема разработанного алгоритма

Fig. 3. Flowchart of the developed algorithm

При этом в пункте 6 алгоритм поиска общего решения системы сбора учитывает технологические ограничения путем варьирования непрерывных переменных (перепад давления на штуцерах/клапанах-регуляторах).

Алгоритм поиска общего решения характеристик притока и оттока выглядит следующим образом:

а. Построение характеристики притока

Задание давления P_i в узловой точке в определенном диапазоне $[P_{\min}, P_{\max}]$ с шагом ΔP . Для каждого давления P_i выполняется решение i -задачи потокораспределения с учетом существующих технологических ограничений (максимальное линейное давление, максимальная скорость потока газа и т. д.). Для учета ограничений и максимизации добычи газа/конденсата одним из оптимизационных алгоритмов (например, метод квадратичного программирования SQP) подбираются соответствующие перепады давления на штуцерах/клапанах-регуляторах. По результатам каждого i -расчета расход газа $Q_{\text{газ}}^i$, расход конденсата $Q_{\text{конд}}^i$, расход воды $Q_{\text{вода}}^i$, состав смеси Z_i и температура T_i , полученные в узловой точке, записываются в массив для дальнейшего использования.

б. Построение характеристики оттока

Задание расхода газа $Q_{\text{газ}}^i$, средних значений состава газоконденсатной смеси Z_i , расхода воды $Q_{\text{вода}}^i$ и температуры T_i , полученных из расчетов характеристики притока. Для каждого i -го случая выполняется решение задачи потокораспределения. При наличии дополнительных участков, содержащих кусты скважин, на рассматриваемом участке расчет выполняется с учетом технологических ограничений (максимальное линейное давление, максимальная скорость потока газа и т. д.). По результатам каждого i -расчета давления P_i в узловой точке записываются в массив для дальнейшего использования.

с. Аппроксимация характеристик притока и оттока

Для определения характеристик притока и оттока в заданной области узловых давлений и расходов выполняется аппроксимация характеристик с помощью полиномов третьей степени (рис. 4):

$$a_1 x^3 + b_1 x^2 + c_1 x + d_1 = y \quad (1)$$

$$a_2 x^3 + b_2 x^2 + c_2 x + d_2 = y \quad (2)$$

где y — расход газа $Q_{\text{газ}}^i$, тыс. м³/сут., x — давление в узловой точке P_i , бар. Дополнительно аппроксимируется зависимость расхода конденсата и воды от расхода газа полиномами третьей степени аналогичного вида.

д. Нахождение общего решения

Решение системы уравнений, состоящей из двух уравнений вида (1) и (2) и двух неизвестных (расход газа и давление в узловой точке), сводится к нахождению корней кубического уравнения, которое является разностью уравнений (1) и (2). Кубическое уравнение решается с использованием метода собственных значений.

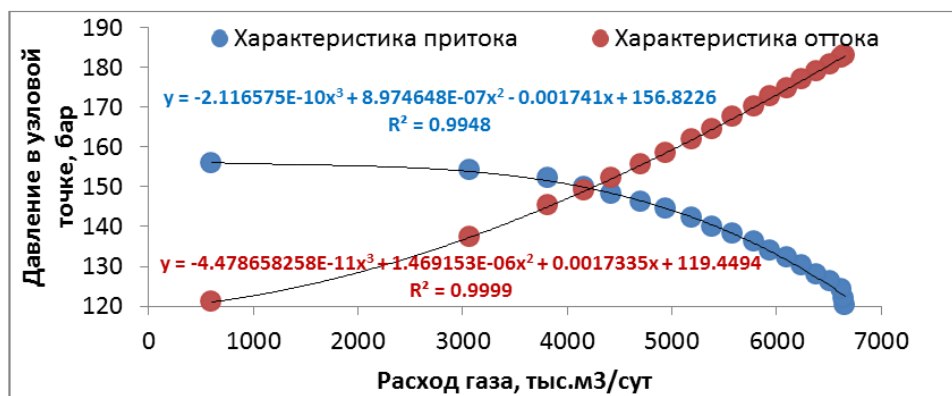


Рис. 4. График узлового анализа
Fig. 4. Nodal analysis plot

Результаты и обсуждение

В качестве примера для апробации разработанного подхода рассмотрим шлейф газоконденсатного месторождения, в который работают 3 куста, где эксплуатируется в общем 13 скважин. Кроме того, планируются к запуску еще 4 скважины. Рассматриваемый участок газосборной сети содержит 7 участков трубопроводов, их основные характеристики представлены на рисунке 5. На текущий момент эксплуатации рассматриваемого шлейфа отмечается течение газоконденсатного безводного потока добываемой продукции.

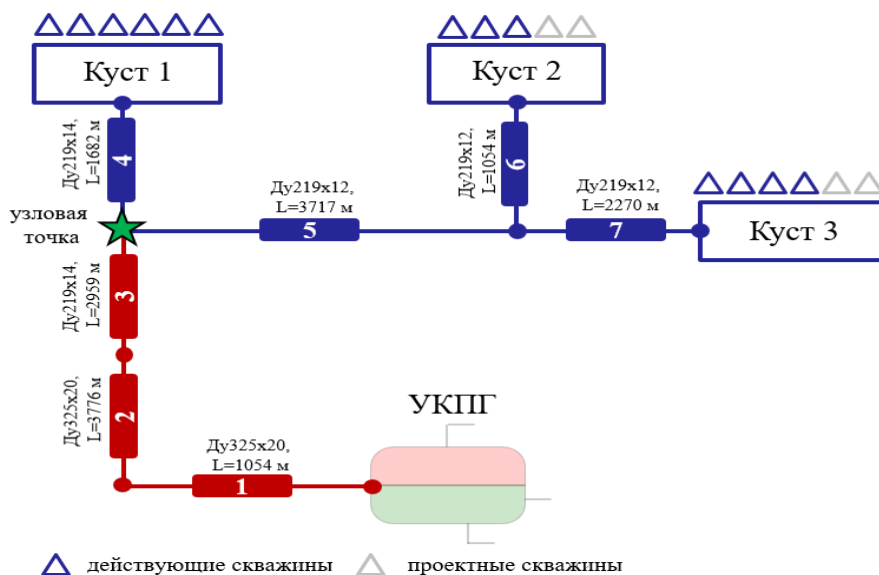


Рис. 5. Схема рассматриваемого участка ГСС
Fig. 5. Layout of the studied gas gathering system

В данном случае основным технологическим ограничением работы газосборной сети является максимальное линейное давление (давление на выходе из кустовой площадки). Целевая функция — максимизация расходов газа и конденсата, отбираемых с рассматриваемого шлейфа при минимальных капитальных вложениях. Непрерывными управляющими параметрами выступают перепады давления на штуцерах/клапанах регуляторах, а целочисленными — запуск дополнительных 4 скважин и строительство лупингов по 7 участкам трубопроводов.

Таким образом, всего 11 мероприятий (целочисленных переменных) — ввод 4 скважин и 7 параллельных трубопроводов (лупингов). Если рассмотреть всевозможные комбинации из данных мероприятий, общее количество будет равно $2^4 \cdot 2^7 = 2\,048$ комбинаций. Рассмотрение и расчет всех вариантов комбинаций требует значительных вычислительных ресурсов и оказывается неэффективным.

Выполним оптимизационные расчеты на основе предложенного подхода. Как показано на рисунке 5, в качестве узловой точки выбран узел, в который врезаются все 3 куста.

С учетом данного разбиения характеристика притока содержит 8 мероприятий (4 дополнительных скважины и 4 лупинга), а характеристика оттока — 3 лупинга.

Выполним анализ влияния каждого отдельного мероприятия на характеристики притока и оттока. Результаты влияния на расход газа по характеристике притока представлены на рисунке 6, по характеристике оттока — на рисунке 7.

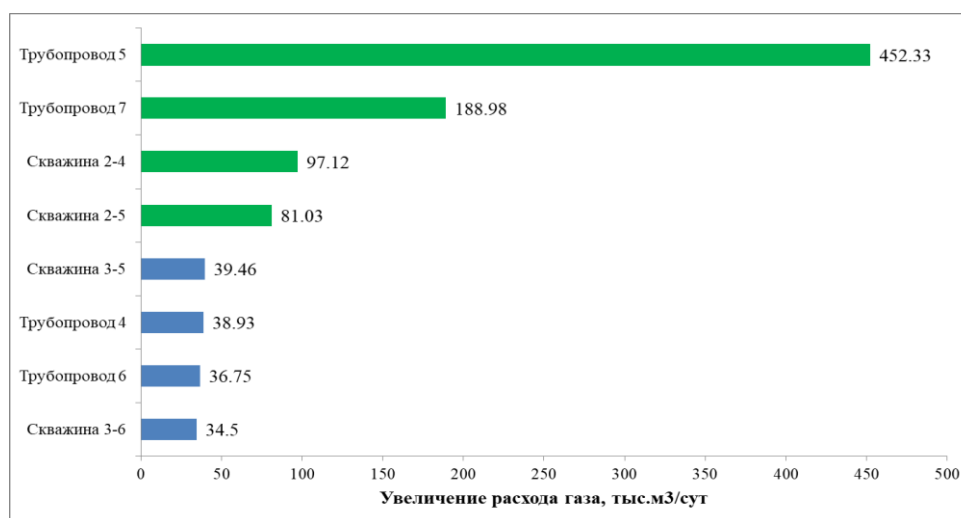


Рис. 6. Анализ чувствительности мероприятий на расход газа по характеристике притока

Fig. 6. Sensitivity analysis of production measures on gas flow rate based on the inflow performance relationship

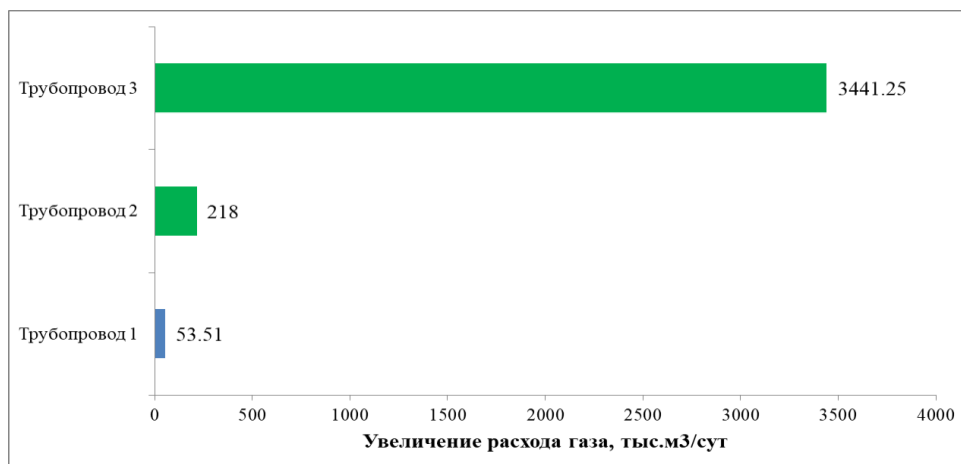


Рис. 7. Анализ чувствительности мероприятий на расход газа по характеристике оттока

Fig. 7. Sensitivity analysis of production measures based on the outflow performance relationship

Для дальнейших расчетов выбираем наиболее влияющие на расход газа мероприятия (на рис. 6 и 7 окрашены зеленым цветом). Дополнительно добавляем вариант для характеристики притока только со всеми скважинами, но без лупингов (IPR_v9), вариант со всеми лупингами, но без скважин (IPR_v10) и вариант со всеми мероприятиями по всей рассматриваемой ГСС для характеристик притока (IPR_v11) и оттока (VLP_v5). В таблице 1 представлено описание рассматриваемых вариантов.

Табл. 1. Описание итоговых вариантов

Table 1. Final development options

Обобщенные характеристики притока (IPR) и характеристики оттока (VLP)	Описание
IPR_v1	Базовый
IPR_v2	Доп. скважины куста 2
IPR_v3	Трубопровод 7
IPR_v4	Трубопровод 5
IPR_v5	Доп. скважины куста 2 + Трубопровод 7
IPR_v6	Доп. скважины куста 2 + Трубопровод 5
IPR_v7	Трубопровод 5 + Трубопровод 7
IPR_v8	Доп. скважины куста 2 + Трубопровод 5 + Трубопровод 7
IPR_v9	Все доп. скважины
IPR_v10	Все лупинги
IPR_v11	Все лупинги + все доп. скважины
VLP_v1	Базовый
VLP_v2	Трубопровод 2
VLP_v3	Трубопровод 3
VLP_v4	Трубопровод 2 + Трубопровод 3
VLP_v5	Все лупинги

Характеристики притока № 1–8 и оттока № 1–4 являются всевозможными комбинациями из выбранных на предыдущем этапе мероприятий. Остальные выбраны для оценки экстремальных случаев. Выполнено решение узлового анализа для всех пар характеристик притока и оттока. Суточные расходы газа и конденсата для каждого варианта представлены в таблицах 2 и 3.

Табл. 2. Анализ наиболее эффективных решений. Суточный расход газа, тыс. м³/сут
Table 2. Analysis of the most effective solutions. Daily gas production (10³ m³/day)

IPR\VLP	IPR_v1	IPR_v2	IPR_v3	IPR_v4	IPR_v5	IPR_v6	IPR_v7	IPR_v8	IPR_v9	IPR_v10	IPR_v11
VLP_v1	4224	4238	4206	-	4250	-	6095	-	4238	-	-
VLP_v2	4463	4468	4466	-	4494	-	6150	-	4472	-	-
VLP_v3	5986	6099	6134	6551	6180	7746	6552	7751	6118	6579	8773
VLP_v4	6466	6709	6568	6630	6798	7861	6631	7863	6721	6654	8928
VLP_v5	6603	6894	6683	6648	6987	7888	6650	7891	6904	6671	8960

Табл. 3. Анализ наиболее эффективных решений. Суточный расход газового конденсата, т/сут
Table 3. Analysis of the most effective solutions. Daily gas condensate production (t/day)

IPR\VLP	IPR_v1	IPR_v2	IPR_v3	IPR_v4	IPR_v5	IPR_v6	IPR_v7	IPR_v8	IPR_v9	IPR_v10	IPR_v11
VLP_v1	1102	1124	1099	-	1123	-	1745	-	1127	-	-
VLP_v2	1175	1196	1179	-	1201	-	1757	-	1207	-	-
VLP_v3	1721	1726	1703	1839	1745	2294	1840	2291	1753	1845	2680
VLP_v4	1848	1926	1835	1855	1947	2317	1856	2313	1952	1860	2712
VLP_v5	1879	1986	1869	1859	2009	2323	1859	2319	2012	1864	2719

По результатам анализа полученных результатов можно отметить следующее:

- Текущий режим работы участка ГСС характеризуется расходом газа 4 224 тыс.м³/сут. и расходом конденсата 1 102 т/сут. (пересечение IPR_v1 и VLP_v1).
- Ввод 4-х дополнительных скважин при неизменной конфигурации ГСС приводит к незначительному увеличению расхода газа (14 тыс. м³/сут.) ввиду наличия технологического ограничения по максимальному давлению (пересечение IPR_v9 и VLP_v1). Конденсатогазовый фактор (КГФ) незначительно возрастает с 261 до 266 г/м³ за счет ввода дополнительных скважин, обладающих большим КГФ. При этом при строительстве лупингов на участках характеристики оттока отмечается увеличение добычи УВ от ввода дополнительных скважин. Добыча газа возрастает до 132–301 тыс. м³/сут. (пересечения IPR_v9 с VLP_v3, VLP_v4, VLP_v5).
- Наибольший расход газа и конденсата достигается при запуске всех дополнительных скважин и строительстве лупингов по всем участкам — 8 960 тыс. м³/сут. и 2 719 т/сут. соответственно (IPR_v11 и VLP_v5).

- Наиболее существенный вклад в увеличение добычи газа и конденсата вносит строительство лупинга по трубопроводу 3 (характеристика оттока VLP_v3). Увеличение добычи газа для различных характеристик притока достигает 1 930 тыс. м³/сут.
- Значительное увеличение характеристик притока (IPR_v4, IPR_v6, IPR_v8, IPR_v10, IPR_v11) при незначительном изменении характеристики оттока приводит к существенному перепаду давления участкам ГСС, описываемых характеристикой оттока. В этом случае решение узлового анализа находится за пределами допустимых значений по максимальному линейному давлению. Это говорит о нецелесообразности увеличения характеристики притока без изменения характеристики оттока.
- Наиболее существенный вклад в увеличение добычи газа и конденсата по характеристике притока оказывают строительство лупинга по трубопроводу 5 и запуск дополнительных скважин по кусту 2. В этом случае увеличение добычи газа (при условии строительства лупинга по трубопроводу 3) составляет до 1 765 тыс. м³/сут.
- Таким образом, строительство лупингов по трубопроводам 3 и 5, а также запуск дополнительного фонда по кусту 2 являются наиболее эффективными мероприятиями, которые обеспечивают суммарный прирост в 3 521 тыс. м³/сут. суточной добычи газа и 1 191 т/сут. суточной добычи конденсата. Увеличение расхода УВ за счет данных операций составляет 75 % от максимально возможного (при строительстве всех лупингов и запуске всего дополнительного фонда), при этом задействовано только 40 % лупингов и половина дополнительного фонда (см. рис. 8).

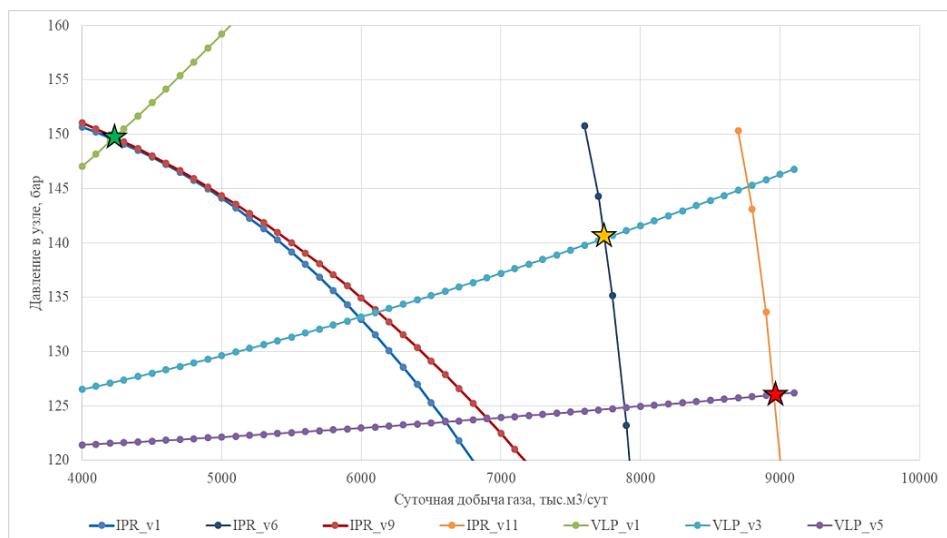


Рис. 8. Результаты узлового анализа
Fig. 8. Results of the nodal analysis

Выводы

Таким образом, предложен подход на основе метода узлового анализа, позволяющий обнаружить узкие места промысла, а также наиболее результативные мероприятия по запуску скважин или строительству дополнительных трубопроводов. Этот подход позволяет эффективно найти решение системы добычи УВ с учетом существующих технологических ограничений и большого количества целочисленных переменных (строительство лупингов, запуск скважин, переключение скважин/трубопроводов между установками и др.).

Выполнена апробация подхода на участке ГСС газоконденсатного месторождения. Найдена конфигурация наиболее эффективных мероприятий, позволяющих увеличить суточную добычу газа и конденсата на 75 % от максимально возможного уровня при реализации всевозможных мероприятий, при этом строительство лупингов потребуется только на 40 % протяженности всех участков и половина дополнительного фонда будет запущена.

На основании полученных результатов отмечена важность синхронизации решений по запуску скважин со строительством дополнительных трубопроводов. В противном случае потенциал запущенных скважин не будет реализован.

Стоит отметить, что подобная оценка выполняется на основе актуальных характеристик пласта (пластовое давление, продуктивности скважин и т. д.) и текущих режимов работы ГСС. Этот подход позволяет оперативно найти узкие места промысла и эффективные мероприятия для их устранения. Однако для комплексной оценки мероприятий необходимо проведение расчетов с учетом изменения режимов работы пласта и ГСС, что может быть реализовано посредством интегрированных моделей, с последующей оценкой экономической эффективности мероприятий.

Вклад авторов

Падин Е. А.: формулирование идеи; разработка методологии; написание статьи.
Шабаров А. Б.: научное редактирование.

Author contribution

Egor A. Padin: formulation of idea; methodology; writing.
Alexandr B. Shabarov: scientific editing.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов
Conflict of interests. The authors declare no conflict of interests.

Список источников

1. Костюченко С. В., Кудряшов С. В., Воробьев П. В. Интегрированные модели для проектирования согласованных систем добычи и сбора нефти. *Нефтяное хозяйство*. 2003;(11):100–103.
2. Okafor C. C., Breaking the Frontiers for effective Flow Assurance using Integrated Asset Models (IAM). In *SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-149537)
3. Холкина Ю. Д., Кузив К. Б., Лознюк О. А., Архипов Ю. А. Оптимизация наземной инфраструктуры крупного газового промысла с помощью интегрированного моделирования. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2021;7(4-28):147–162. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162>. EDN: GXWNTU.
4. Bikbulatov S., Smirnov A., Buleiko V., Mukminov I., Romashkin S. Optimization of operation of the system reservoir-well-pipeline-GTU based on the integrated modeling. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. (2014, October). (pp. SPE-171220). <https://doi.org/10.2118/171220-MS>
5. Кармазин М. С., Юшков А. Ю., Бучинский С. В. Оптимизация добычи газа на морских месторождениях на основе интегрированной модели. *Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»*. 2015;3(40):50–52.
6. Вершинин В. Е., Коваленко А. П., Женыспаев Д. С., Ковалькова А. С., Выдренков А. Д. Оптимизация отборов газа добывающих скважин для повышения эффективности добычи конденсата. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2023;9. (4):128–142. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-4-128-142>
7. Харитонов А. Н., Падин Е. А., Земзюлин Е. В. Результаты проверки методик оптимизации режимов газоконденсатных скважин для увеличения добычи конденсата. *Естественные и технические науки*. 2024;(12):342–352.
8. Рязанцев А. Э., Торопецкий К. В., Платонов Ю. Г., Вершинин В. Е., Григорьев А. В., Черемисин А. Н. [и др.]. Моделирование технологических режимов работы газоконденсатных скважин. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2015;(2):20–27.
9. Поушев А. В., Нероденко Д. Г., Кудрин П. А., Язьков А. В. Интегрированный подход к определению оптимальной мощности и конфигурации дожимной компрессорной станции на разных этапах освоения газовых и газоконденсатных месторождений. *Газовая промышленность*. 2017;8(756):62–71. EDN: ZEMTVX
10. Горланов А. А., Воронцов Д. Ю., Краснов И. С., Самороков С. В., Кадочников С. Д., Воробьев И. В. [и др.]. Технико-экономическое обоснование модернизации совместной системы добычи газового конденсата и сухого газа с применением интегрированных расчетов. *Газовая промышленность*. 2021;(4):58–69.
11. Падин Е. А. Разработка подходов к выполнению расчетов по реконструкции газового промысла с использованием интегрированного моделирования. *Инженер-нефтяник*. 2024;(4):36–45. EDN: ZXFGCE.
12. Гилаев Г. Г., Манасян А. Э., Исмаилов А. Ф., Хамитов И. Г., Мелешко М. С., Смыслов В. А. [и др.]. Оптимизация технологических параметров при обустройстве месторождений. *Нефтяное хозяйство*. 2015;(11):64–67. EDN: VBEVGV.

13. Hadjipieris P., Bishop S. Nested optimization – A Practical Approach Delivering Increased Production Opportunities. *In SPE Annual Technical Conference and Exhibition SPE-181372*. 2016. (p. D021S029R006). <https://doi.org/10.2118/181372-MS>
14. Simes M. G., Farret F. A. Analysis of electrical circuits with mesh and nodal analysis. *Modeling Power Electronics and Interfacing Energy Conversion Systems*, IEEE, 2017, pp. 27–41, <https://doi.org/10.1002/9781119058458.ch2>
15. Beggs D. H. *Production Optimisation using Nodal Analysis*. Oil & Gas Consultants International Publications, Tulsa, 2000.
16. Поспелова Т. А., Стрекалов А. В., Харитонов А. Н., Князев С. М. Технология оперативного цифрового управления газовым промыслом на примере планирования технологического режима. *Нефтяная провинция*. 2020;3(23):124–138. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.124-138>
17. Сенькин И. С., Акмадиева Л. И., Белоногов Е. В. Оптимизация расчетов интегрированных моделей. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. 2020;(2):67–72. <https://doi.org/10.7868/S2587739920020093>
18. Соловьев И. Г., Говорков Д. А., Ведерникова Ю. А. Термобарическая модель технологии газодобычи для контроля и управления режимами эксплуатации скважин. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. 2015;(1):37–44.
19. Архипов Ю. А., Русанов А. С., Орехов Е. Н., Садыков Т. И., Меркушин П. В., Кадников А. В. [и др.]. Оперативное прогнозирование показателей разработки газовых залежей на основе интегрированного прокси-моделирования. *Нефтяное хозяйство*. 2022;(1):74–76. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-1-74-76>
20. Шабаров А. Б., Коробейников А. В., Есенбаев Т. Е. Интеллектуальное газоконденсатное месторождение. В сб. *Теплофизика, теплотехника, гидродинамика. Инновационные технологии*. Тюмень; 2016. С. 52–62. EDN: WIXLZP.

References

1. Kostyuchenko S. V., Kudryashov S. V., Vorobiev P. V. Integrated models to design coordinated oil production and gathering systems. *Oil Industry*, 2003;(11):100–103. (In Russ.).
2. Okafor C. C., Breaking the Frontiers for effective Flow Assurance using Integrated Asset Models (IAM). *In SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition* (pp. SPE-149537)
3. Kholkina Yu. D., Kuziv K. B., Loznuk O. A., Arkhipov Yu. A. Optimizing onshore infrastructure for large gas field using integrated modeling. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2021;7(4-28):147–162. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162>
4. Bikbulatov S., Smirnov A., Buleiko V., Mukminov I., Romashkin S. Optimization of operation of the system reservoir-well-pipeline-GTU based on the integrated modeling. *In SPE Russian Petroleum Technology Conference*. (2014, October). (pp. SPE-171220). <https://doi.org/10.2118/171220-MS>
5. Karmazin M. S., Yushkov A. Yu., Buchinskiy S. V. Gas production optimization for two fields based on integrated model. *Scientific and Technical Bulletin of OJSC “NK “Rosneft”*, 2015;3(40):50–52. (In Russ.).

6. Vershinin V. E., Kovalenko A. P., Zhenyspaev D. S., Kovalkova A. S., Vydenkov A. D. Optimization of gas extraction of producing wells to increase the efficiency of condensate production. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2023;9(4):128–142. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-4-128-142>
7. Kharitonov A. N., Padin E. A., Zemzyulin E. V. The results of the verification of methods for optimizing the modes of gas condensate wells to increase condensate production. *Natural and technical sciences*. 2024;(12):342–352. (In Russ.).
8. Ryazantsev A. E., Toropetsky K. V., Platonov Yu. G., Vershinin V. E., Grigoryev A. V., Cheremisin A. N. [et al]. Modeling of technological regimes of gascondensate wells. *Vestnik TSKR Rosnedra*, 2015;(2):20–27. (In Russ.).
9. Poushev A. V., Nerodenko D. G., Kudrin P. A., Yaz'kov A. V. Integrated approach to the development of oil and gas condensate deposits with an oil leg in the presence of bottom water with the use of multifunctional wells. *Gas Industry*. 2017; 8(756):62–71. EDN: ZEMTVX . (In Russ.).
10. Gorlanov A. A., Vorontsov D. Yu., Krasnov I. S., Samorokov S. V., Kadochnikov S. D., Vorobyev I. V. [et al]. Feasibility study for upgrading joint gas condensate and dry gas production system using integrated design. *Gas industry*. 2021;(4):58–69. (In Russ.).
11. Padin E. A. Development of Approaches to Performing Calculations for the Reconstruction of a Gas Field Using Integrated Modeling. *Petroleum Engineer*. 2024;(4): 36–45. (In Russ.).
12. Gilaev G. G., Manasyan A. E., Ismagilov A. F., Khamitov I. G., Meleshko M. S., Smyslov V. A. [et al.] Optimization of Surface Facilities Parameters. *Oil Industry*. 2015;(11):64–67. (In Russ.).
13. Hadjipieris P., Bishop S. Nested optimization – A Practical Approach Delivering Increased Production Opportunities. *In SPE Annual Technical Conference and Exhibition SPE-181372*. 2016. (p. D021S029R006). <https://doi.org/10.2118/181372-MS>
14. Simes M. G., Farret F. A. Analysis of electrical circuits with mesh and nodal analysis. *Modeling Power Electronics and Interfacing Energy Conversion Systems*, IEEE, 2017, pp. 27–41, <https://doi.org/10.1002/9781119058458.ch2>
15. Beggs D.H. *Production Optimisation using Nodal Analysis*. Oil & Gas Consultants International Publications, Tulsa, 2000.
16. Pospelova T. A., Strekalov A. V., Kharitonov A. N., Knyazev S. M. Technology digital control of the gas field for example on planning of technological mode. *Neftyanaya Provintsiya*. 2020;3(23):124–138. (In Russ.). <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.124-138>
17. Senkin I. S., Akmadieva L. I., Belonogov E. V. Optimization of integrated production model calculations. *PROneft. Professionally about Oil*. 2020;(2):67–72. (In Russ.). <https://doi.org/10.7868/S2587739920020093>
18. Solovyev I. G., Govorkov D. A., Vedernikova Ju. A. Thermobaric model of gas production technology applied for well operation monitoring and control. *Automation, telemechanization and communication in oil industry*. 2015; (1): 37–44. (In Russ.).

19. Arkhipov Yu. A., Rusanov A. S., Orekhov E. N., Sadykov T. I., Merkushev P. V., Kadnikov A. V. [et al.]. Operational forecasting of gas field development based on integrated proxy modeling. *Oil Industry*. 2022;(1):74–76. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-1-74-76>

20. Shabarov A. B., Korobeynikov A. V., Esenbayev T. E. Intelligent gas condensate field. In: *Thermophysics, Thermal Engineering, Hydro-gas Dynamics. Innovative Technologies*. Tyumen; 2016. P. 52–62. (In Russ.).

Информация об авторах / Information about the authors

Падин Егор Александрович,
эксперт, Управление повышения
эффективности добычи газа, РН-
Геология Исследования Разработка,
EA_Padin2@rn-gir.rosneft.ru,
ORCID:<http://orcid.org/0009-0008-5703-9981>

Egor A. Padin, Expert, RN-GIR
Base Department, Industrial University of
Tyumen, RN-Geology Research and De-
velopment EA_Padin2@rn-gir.rosneft.ru,
ORCID:<http://orcid.org/0009-0008-5703-9981>

Шабаров Александр Борисович,
доктор технических наук, профессор
кафедры механики многофазных си-
стем, Тюменский государственный
университет, a.b.shabarov@utmn.ru,
ORCID:<http://orcid.org/0000-0002-5374-8704>

Aleksandr B. Shabarov, Doctor of
Engineering Sciences, Professor at the
Department of Multiphase System Me-
chanics, University of Tyumen,
a.b.shabarov@utmn.ru,
ORCID:<http://orcid.org/0000-0002-5374-8704>

Поступила в редакцию / Received 07.04.2026

Поступила после рецензирования / Revised 20.04.2026

Принята к публикации / Accepted 05.05.2026