



Научная статья  
УДК 622.279  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.6>

## **СРАВНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ УЗЛОВОГО И ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ПРИ ИНТЕГРИРОВАННОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

**Виктория Владимировна Вержбицкая**

Северо-Кавказский федеральный университет (д. 1, ул. Пушкина, Ставрополь, 355017, Российская Федерация)  
vchernova@ncfu.ru; <https://orcid.org/0009-0001-8169-6921>

Аннотация.

Современное развитие крупных нефтегазодобывающих компаний требует активного применения разнообразных методов интегрированного проектирования, направленных на повышение эффективности процессов добычи углеводородов. Методы системного анализа вносят значительный вклад в оптимизацию технологических режимов работы эксплуатационных скважин, как на газовых, так и на нефтяных месторождениях.

Использование интегрированного проектирования в разработке нефтяных и газовых месторождений существенно повышает качество принятия решений на всех ключевых этапах, включая выбор технологического режима и определение оптимальных геолого-технологических мероприятий. Интегрированное моделирование способствует комплексной оптимизации процессов эксплуатации скважин с учетом наземной инфраструктуры, связанной с обустройством месторождений. В современной нефтегазовой отрасли интегрированное моделирование стало ключевым элементом при проектировании и управлении разработкой нефтяных и газовых месторождений.

В статье предлагается подход к определению причин изменения дебита за счет влияющих факторов. Рассмотрены методологии проведения и сопоставление результативности двух методов системного анализа как элементов интегрированного проектирования разработки месторождений нефти и газа (узлового анализа (Nodal Analysis) и детерминированного факторного анализа) для системы «пласт-скважина-штуцер-шлейф». В целом рассматриваемая задача

заклучалась в изучении факторов, влияющих на поток газа из пласта до сепаратора. В каждом из вышеуказанных звеньев системы происходит потеря давления, зависящая от гидравлического сопротивления соответствующего звена. Изменение хотя бы в одном из этих узлов влияет на производительность скважины, чтобы исследовать поведение скважины, все ее компоненты следует рассматривать как единую систему.

**Ключевые слова:** пласт, скважина, штуцер, шлейф, система уравнений, интегрированное проектирование разработки месторождений, методы системного анализа, узловый анализ, детерминированный факторный анализ, технологические режимы работы скважин

**Для цитирования:** Вержбицкая В.В. Сравнение результативности узлового и факторного анализа при интегрированном проектировании разработки месторождений // Наука. Инновации. Технологии. 2025. № 4. С. 129–150. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.6>

**Благодарности:** автор выражает благодарность за научные консультации и советы кандидатам технических наук А.И. Щекину, А. В. Хандзелю.

**Конфликт интересов:** автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 30.06.2025;  
одобрена после рецензирования 10.12.2025;  
принята к публикации 15.12.2025.

#### **2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields** Research article

### **Comparison of the performance of nodal and factor analysis in integrated design of oil and gas field development**

**Victoria V. Verzhbitskaya**

North-Caucasus Federal University (1, Pushkin St., Stavropol, 355017, Russian Federation)  
[vvchernova@ncfu.ru](mailto:vvchernova@ncfu.ru); <https://orcid.org/0000-0003-1884-2313>

**Abstract.** Modern development of large oil and gas producing companies requires active use of a variety of integrated design methods

aimed at improving the efficiency of hydrocarbon production processes. System analysis methods make a significant contribution to the optimization of production well operating modes in both gas and oil fields.

The use of integrated design in oil and gas field development significantly improves the quality of decision-making at all key stages, including selecting process modes and determining optimal well interventions. Integrated modeling facilitates the comprehensive optimization of well operations, taking into account the surface infrastructure associated with field development. In modern oil and gas industry, integrated modeling has become the key element in design and management of oil and gas field development.

The study proposes an approach to determining the causes of flow rate variations due to influencing factors. It examines the methodologies and compares the performance of two system analysis methods as elements of integrated oil and gas field development design (nodal analysis and deterministic factor analysis) for the reservoir-wellbore-choke-flowline system. The overall objective was to study the factors influencing gas flow from the reservoir to the separator. Each of the above-mentioned system components experiences a pressure loss, which depends on the hydraulic resistance of the corresponding component. A change in even one of these components affects well productivity. In order to understand well performance all components should be considered as a single system.

**Keywords:** reservoir, well, choke, flow line, system of equations, integrated field development design, system analysis methods, nodal analysis, deterministic factor analysis, technological regime of well operation

**For citation:** Verzhbitskaya VV. Comparison of the performance of nodal and factor analysis in integrated design of oil and gas field development. Science. Innovations. Technologies. 2025;(4): 129-150. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.6>

**Acknowledgments:** The author expresses gratitude for scientific consultations and advice to candidates of technical sciences A.I. Shchekin and A.V. Handzel.

**Conflict of interest:** the author declares no conflicts of interests.

The article was submitted 30.06.2025;  
approved after reviewing 10.12.2025;  
accepted for publication 15.12.2025.

### **Введение**

Раннее считалось, что для прогнозирования разработки месторождения необходимым условием является только построение детальной гидродинамической модели залежи с проведением расчетов вариантов разработки и определением технико-экономических показателей (традиционный подход проектирования). Вместе с тем для решения большого круга задач нефтегазового инжиниринга необходимо учитывать все технологические процессы при движении углеводородов из пласта через скважину на поверхность. Данный подход известен как интегрированное проектирование.

Согласно [1], применение традиционного подхода к проектированию и анализу технологических показателей сопряжено со следующими проблемами:

- все модели, находящиеся в технологической цепочке за моделью пласта, являются статическими (описывающие состояние лишь в один единственный момент времени в период эксплуатации месторождения, а для анализа в другой момент времени необходимо заново настраивать эти модели);
- такие модели не могут учитывать динамический характер при планировании разработки месторождения.

Недостатки традиционного подхода к проектированию месторождений могут привести к снижению точности планирования показателей, неоправданному бурению и в конечном итоге к низкой экономической эффективности.

Одним из основных методов, способным уменьшить влияние вышерассмотренных проблем, является применение интегрированного подхода к проектированию технологических процессов добычи углеводородного сырья. Интегрированное проектирование (моделирование) – процесс, объединяющий все ключевые дисциплины актива/месторождения (геология, разработка, бурение и закачивание, нефтегазодобыча, обустройство, экономика, экология, анализ рисков) с целью эффективного бизнес-планирования процессов разведки, разработки и эксплуатации месторождения [2]. Основ-

ным преимуществом интегрированного подхода является объединение всех составных разделов проектирования, включающих технические, экономические, экологические и организационные факторы. Интегрированное моделирование позволяет комплексно оптимизировать процессы эксплуатации скважин с учетом наземной инфраструктуры обустройства месторождений.

### **Материалы и методы исследований**

В настоящее время в нефтегазодобывающих компаниях интегрированное проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений является неотъемлемой частью процессов проектирования и регулирования разработки месторождений нефти и газа для оптимизации процессов добычи углеводородов, обеспечивая максимальный экономический эффект при минимальных затратах ресурсов и рисках [3, 4, 5]. Данный метод получил широкое распространение благодаря следующим преимуществам: увеличение коэффициента извлечения нефти, оптимизация капиталовложений, управление рисками, экологическая устойчивость, повышение эффективности управления проектами.

Наряду с вышесказанным применение интегрированного проектирования при разработке нефтяных и газовых месторождений дает возможность значительно повысить качество процесса принятия решений на всех ответственных этапах, таких как выбор технологического режима эксплуатации скважин, подбор оптимальных геолого-технологических мероприятий и т. д.

Неотъемлемым элементом интегрированного проектирования является системный «узловой анализ» (Nodal Analysis) [6, 7], который рассматривает отдельные элементы производственного процесса движения углеводородов из пласта через скважину на поверхность как единую систему.

### **Результаты исследований и их обсуждение**

#### **1. Системный узловой анализ**

Использование системного анализа для проектирования системы добычи углеводородов было впервые предложено Гилбертом У.Э. в 1954 г. [8, 9].

Технологический процесс добычи нефти и газа представляет собой сложную цепочку различных производственных этапов, включающих: приток к скважине, поток по скважине, через штуцер и выкидную линию, в трубопроводе и т.д. В ходе этого процесса давление жидкости или газа снижается от пластового давления до давления на входе в сепаратор в результате его потерь. Величина этих отдельных потерь давления связано с влиянием различных факторов, происходящих в пласте, призабойной зоне, внутрискважинном и наземном оборудовании. Для анализа необходимо понимать взаимодействие этих различных факторов.

Согласно узловому анализу, для исследования таких сложных объектов отдельные компоненты всей системы можно рассматривать как элементы единой системы, соединенные в узлах (узловые точки) (рис. 1).

Узловой анализ предусматривает разделение технологических процессов на две подсистемы, которые соединяются в узловой точке. В первой подсистеме анализируются параметры притока из пласта к заданной узловой точке, при этом учитываются возможные потери давления. Вторая подсистема описывает процесс оттока флюида на участке от заданной узловой точки вверх по стволу скважины до сепаратора. В качестве узловой точки зачастую выбирают местоположение на забое или устье скважины. Чаще всего в промысловой практике узловую точку располагают непосредственно в колонне насосно-компрессорных труб в середине работающего интервала перфорации. В данном случае кривая притока характеризует поток из пласта через конструкцию забоя скважины в колонну насосно-компрессорных труб, а кривая оттока (подъема) – параметры потока от узловой точки по стволу скважины, через устье и шлейф к сепаратору. Если давление на сепараторе известно можно определить потери давления на участке от забоя скважины до сепаратора.

Методология узлового анализа предусматривает построение графика с двумя кривыми в координатах «давление – дебит». Для подсистемы «пласт – узловая точка» строится кривая притока, а для участка «сепаратор – узловая точка» – кривая оттока. В результате построения две независимые кривые пересекаются в рабочей точке, в которой дебит и давление для этих кривых равны.

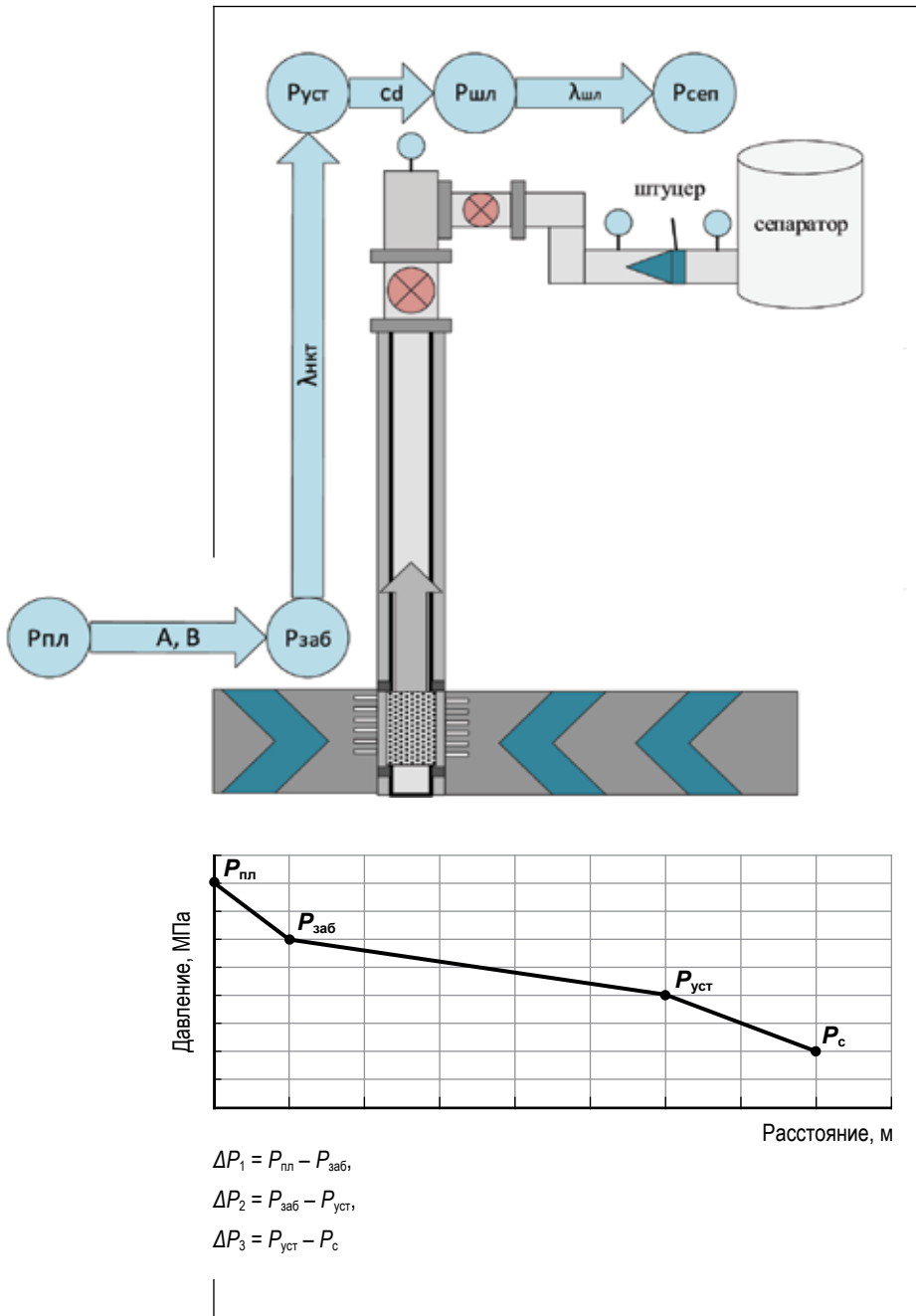


Рис. 1.

**Расстояние, проходимое потоком газа в системе «пласт-скважина-штуцер-шлейф».**

Fig. 1. The distance traveled by the gas flow in the formation «reservoir -well-choke-flowline» system.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the author.

Узловой системный анализ предполагает, что снижение давления в системе «пласт – скважина – штуцер – шлейф» будет определяться суммой снижения давлений во всех элементах рассматриваемой системы, т.е. в любой момент времени суммарное снижение давления будет равно разности пластового давления и давления на входе в сепаратор.

Так, согласно работе [10] узловой анализ проводится исходя из принципа непрерывности давления, то есть в узле системы устанавливается единое значение давления, которое одинаково для всех элементов оборудования, независимо от направления расчета – сверху и вниз или снизу-вверх. Помимо этого, в каждый конкретный момент времени давление на концах системы ( $P_{\text{сеп}}$  и  $P_{\text{пл}}$ ) остается постоянным. Таким образом:

$$P_{\text{пл}} - (\text{потери давления в компонентах выше по потоку}) = P_{\text{узла}} \quad (1)$$

$$P_{\text{сеп}} + (\text{потери давления в компонентах ниже по потоку}) = P_{\text{узла}} \quad (2)$$

Примерная процедура узлового анализа состоит в расчете перепада давления в зависимости от дебита в заданном узле с построением кривых притока и оттока, характеризующих соответственно, параметры работы системы от пласта до анализируемого узла (приток) и от сепаратора до анализируемого узла (отток). Точка или точки пересечения данных кривых характеризуют рабочую точку системы. Для построения кривых давления от расхода должны быть известны аналитические зависимости, которые опираются на математические корреляции, моделирующие однофазный или многофазный поток [11]. В результате можно определить потери давления в системе «пласт – скважина – штуцер – шлейф».

Основные достоинства методологии узлового анализа являются:

- повышение эффективности выбора нефтегазопромыслового оборудования при проектировании разработки и освоении месторождений;

- поиск и устранение мест, характеризующихся повышенными потерями давления в процессе эксплуатации;
- увеличение производительности скважин при проведении различных геолого-технических мероприятий;
- подбор наиболее рационального способа эксплуатации скважин по результатам анализа параметров, влияющих на процесс извлечения запасов нефти и газа;
- обоснование оптимального технологического режима работы скважин при наличии различных технико-технологических ограничений.

Узловой анализ широко применяется при интегрированном проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений, учитывая его преимущества в части максимизации добычи углеводородов.

## **2. Детерминированный факторный анализ**

Методы факторного анализа, применяемые для оптимизации процессов разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, подразделяются на детерминированные и стохастические (статистические). Статистический факторный анализ предусматривает определение математической корреляции между анализируемыми переменными, в то время как использование методов детерминированного анализа предполагает, что исследуемые параметры, влияющие на результирующий показатель, находятся в известной взаимосвязи функционального характера [12].

В связи с тем, что многие производственные процессы освоения месторождений можно достаточно адекватно описать математическими формулами, в последнее время методы детерминированного факторного анализа получили широкое распространение в качестве инструментов интегрированного проектирования. Данные методы используются для определения наиболее значимых параметров эксплуатации скважин, влияющих на технологические режимы работы, что позволяет оптимизировать процесс добычи углеводородов [13, 14, 15].

Алгоритмы детерминированного факторного анализа предусматривают обоснование математической модели факторной системы, определение величин влияния каждого исследуемого фактора на отклонение анализируемого результирующего параметра [16].

В статьях [17, 18] для анализа работы скважины предложено в контексте интегрированного проектирования использовать детерминированный факторный анализ. В качестве математической факторной модели рассматривалось уравнение установившегося притока газа при плоскорадиальной фильтрации по нелинейному закону:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = A Q + B Q^2, \quad (3)$$

где  $P_{\text{пл}}$  – давление в пласте на границе контура питания скважины;  
 $P_{\text{заб}}$  – давление на забое скважины;  
 $A$  и  $B$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений;  
 $Q$  – дебит скважины.

При этом результирующим показателем является дебит газа, а значения давлений (пластовое и забойное) и коэффициентов фильтрационных сопротивлений выступают в качестве факторов, влияющих на исследуемый показатель.

В результате решения анализируемого уравнения (3) получим выражение для определения дебита газа:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}}{2B}. \quad (4)$$

Полученная функциональная зависимость (4) является явным видом факторной модели (3).

Допустим, что в исследуемой эксплуатационной скважине дебит газа изменился с величины  $Q_1$  на  $Q_2$ , что может быть связано с изменением параметров входящих в уравнение (3), тогда согласно концепции детерминированного факторного анализа изменение дебита  $\Delta Q$  можно представить в следующем виде:

$$\Delta Q = \Delta Q_{P_{пл}} + \Delta Q_{P_{заб}} + \Delta Q_A + \Delta Q_B, \quad (5)$$

где  $\Delta Q_{P_{пл}}$  – изменения дебита за счет изменения давления в пласте на границе контура питания скважины;  
 $\Delta Q_{P_{заб}}$  – изменения дебита за счет изменения давления на забое скважины;  
 $\Delta Q_A$  и  $\Delta Q_B$  – изменения дебита за счет изменения коэффициентов фильтрационного сопротивления.

В работе [19] авторы для определения величин влияния факторов, входящих в выражение (5), на дебит газа используют метод полных подстановок и интегральный метод.

Метод полных подстановок [16] (метод взвешенных конечных разностей) предусматривает расчет результирующего показателя для всех вариантов подстановок независимых переменных. Количество возможных вариантов подстановок зависит от числа влияющих факторов, так для факторной модели (5) число вариантов подстановок показателей равно шести по каждому из 4-х факторов, всего  $4!$  вариантов.

Наиболее универсальным методом факторного анализа является интегральный метод, предусматривающий единый подход к анализу факторных моделей любого типа независимо от количества влияющих факторов и формы связи между ними. Суть интегрального метода заключается в нахождении полного дифференциала функции дебита скважины и последующем его интегрировании по линии изменения аргументов функции [19].

В работе [20] были рассмотрены вопросы применения детерминированного факторного анализа работы газовой скважины в системе «пласт – скважина – штуцер – шлейф» (рис. 1).

Предложенный в статье алгоритм расчёта влияния изменения технологических параметров скважины на её дебит позволяет анализировать работу газовых скважин, выявлять параметры, критически влияющие на производительность скважин, оценивать успешность проведения ремонтных работ. Следует отметить, что при этом рассматривалось однофазное течение газа и использовались соответствующие уравнения.

### 3. Сопоставление результатов узлового и факторного анализа на примере газовой скважины

Для проведения узлового и факторного анализа воспользуемся системой уравнений, описывающих движение газа по пласту к забою и НКТ до устья скважины:

$$Aq + Bq^2 + P_{заб}^2 - P_{пл}^2 = 0. \quad (6)$$

$$P_{уст}^2 e^{2s} + c_{тр} \lambda_{тр} q^2 - P_{заб}^2 = 0. \quad (7)$$

где  $q$  – расход газа;  
 $P_{пл}$  – пластовое давление;  
 $P_{заб}$  – забойное давление;  
 $P_{уст}$  – давление на устье скважины;  
 $A, B$  – коэффициенты гидравлического сопротивления призабойной зоны;  
 $\lambda_{тр}$  – коэффициент гидравлического сопротивления НКТ;  
 $s, c_{тр}$  – некоторые параметры, постоянные для рассматриваемой скважины, определяемые их конструкцией (глубиной скважины  $L$ , диаметром НКТ  $D_{вн}$ ), единицами измерения и т.п.

Рассмотрим анализ технологического режима на примере синтетической газовой скважины, параметры которой представлены в таблице 1 на момент времени  $t_1$  и  $t_2$ .

Таблица 1. ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ СИНТЕТИЧЕСКОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ  
Table 1. Synthetic gas well operating parameters

Параметры	$P_{пл}$	$A$	$B$	$P_{уст}$	$\lambda_{тр}$	$D_{вн}$	$L$
Единицы измерения	МПа	$10^{-2}$ МПа <sup>2</sup> / тыс.м <sup>3</sup> /сут	$10^{-2}$ МПа <sup>2</sup> / (тыс.м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>	МПа		см	м
$t_1$	11,5	0,810	0,008	10,4	0,02	11,4	690,0
$t_2$	11,2	0,810	0,008	9,8	0,02	11,4	690,0

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the author.

Для проведения узлового анализа были выполнены расчеты с целью построения зависимостей давления от дебита, характеризующих работу лифтовой колонны и пласта.

На рисунке 2 представлены результаты узлового анализа скважины для оценки изменения ее производительности до и после изменения режима работы, что выражается двумя наборами кривых производительности притока и оттока, соответственно.

По графикам можно наблюдать изменения дебита за счет изменения двух параметров, в данном случае это пластовое и устьевое давления. В процессе эксплуатации скважины технологический режим изменился и отмечается снижение пластового давления на 0,3 МПа, а устьевого – на 0,6 МПа.

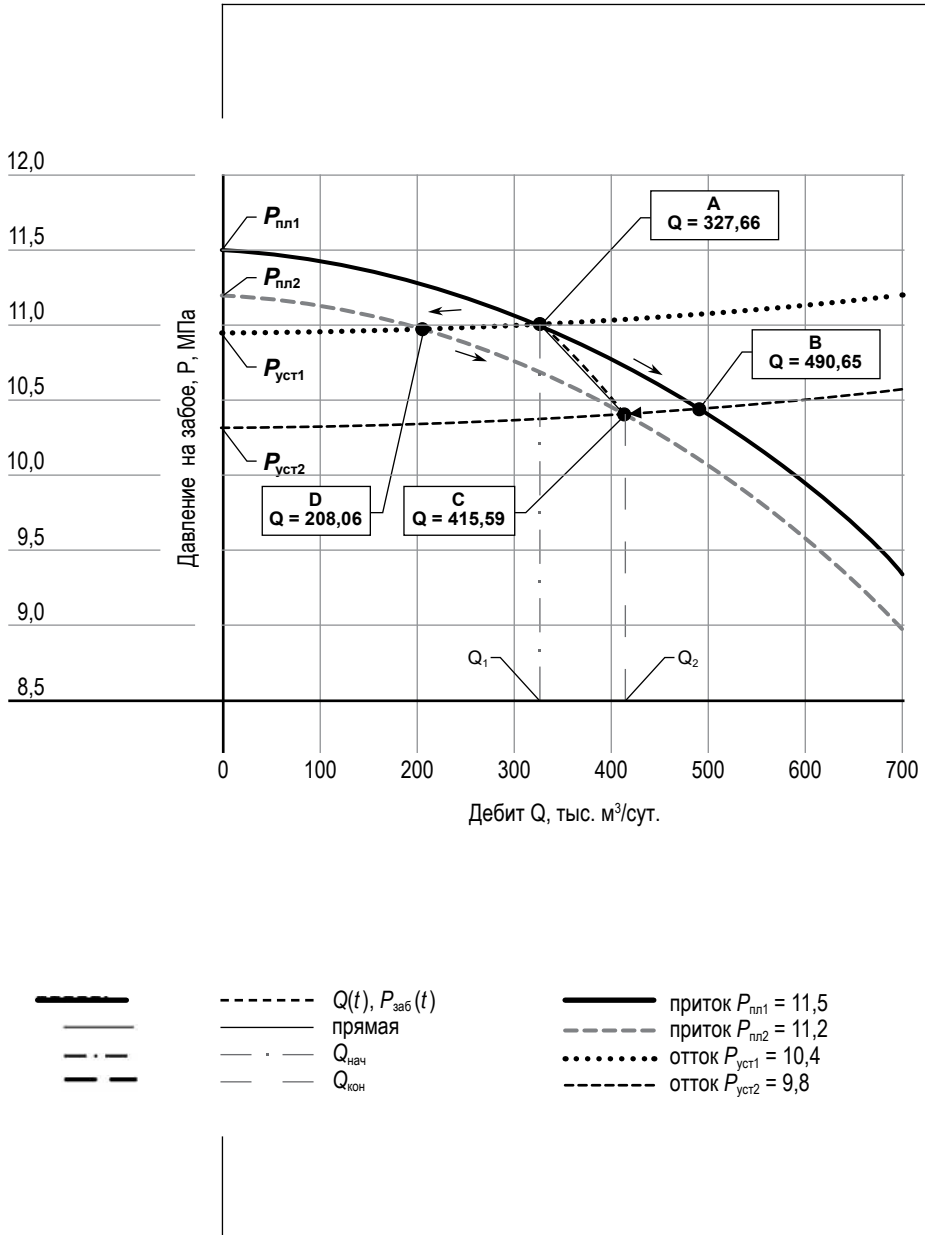
Из графика видно, что кривые притока и оттока газовой скважины при  $t_1$  пересекаются при забойном давлении 11,0 МПа и значении дебита 327 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Анализ кривых, представленных на рисунке 2, показывает, что при падении пластового давления до 11,2 МПа, и снижении давления на устье скважины до 9,8 МПа (кривая притока и оттока при  $t_2$ ) производительность скважины увеличится до 415,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Как видно из анализа графика на рисунке 2, невозможно определить какой из параметров ( $P_{пл}$ ,  $P_{уст}$ ) в большей или меньшей степени оказал влияние на изменение производительности скважины, что является одним из существенных недостатков узлового анализа, тем не менее можно выполнить частичную оценку влияния ограниченного числа факторов. Покажем это на примере рассматриваемой скважины.

Поставим задачу: необходимо определить долю влияния изменения  $P_{уст}$  и  $P_{пл}$  на дебит скважины по методу узлового анализа. Рассмотрим рисунок 2, где точки  $A$  и  $C$  являются основными, а  $B$  и  $D$  промежуточными, которые необходимы для анализа. Возможны два варианта для оценки итогового результата: первый вариант – если двигаться из точки  $A$  в точку  $C$ , через точку  $B$ , а второй вариант – через точку  $D$ .

Соответственно, согласно первому варианту, процесс расчета изменения дебита скважины можно представить таким образом:



**Рис. 2. Исследование работы газовой скважины при  $t_1$  ( $P_{пл1} = 11,5$  МПа,  $P_{уст1} = 10,4$  МПа) и  $t_2$  ( $P_{пл2} = 11,2$  МПа,  $P_{уст2} = 9,8$  МПа) при помощи узлового анализа.**  
Fig. 2. Analysis of gas well operation under  $t_1$  ( $P_{пл1} = 11,5$  МПа,  $P_{уст1} = 10,4$  МПа) and  $t_2$  ( $P_{пл2} = 11,2$  МПа,  $P_{уст2} = 9,8$  МПа) using nodal analysis.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the author.

$$\Delta Q_{\text{Робщ1}} = 87,93 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{Робщ1}} &= \Delta Q_{\text{Рпл1}} + \Delta Q_{\text{Руст1}} = -75,06 + \\ &+ 162,99 = 87,93 \text{ тыс. м}^3/\text{сут} \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{Робщ2}} &= \Delta Q_{\text{Рпл2}} + \Delta Q_{\text{Руст2}} = -119,60 + \\ &+ 207,53 = 87,93 \text{ тыс. м}^3/\text{сут} \end{aligned} \quad (9)$$

В качестве оценки влияния  $P_{\text{уст}}$  и  $P_{\text{пл}}$  возьмем среднее значение:

$$\Delta Q_{\text{Рпл}} = \frac{1}{2} (\Delta Q_{\text{Рпл1}} + \Delta Q_{\text{Рпл2}}) = -97,33 \text{ тыс. м}^3/\text{сут} \quad (10)$$

$$\Delta Q_{\text{Руст}} = \frac{1}{2} (\Delta Q_{\text{Руст1}} + \Delta Q_{\text{Руст2}}) = 185,26 \text{ тыс. м}^3/\text{сут} \quad (11)$$

Для выполнения факторного анализа работы рассматриваемой скважины воспользуемся алгоритмом, описанном в [21] для системы «пласт – скважина – шлейф».

Предположим, что в момент времени  $t_1$  наблюдались следующие значения параметров системы: давление в пласте  $P_{\text{пл1}}$ , коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта  $A_1$ ,  $B_1$ , коэффициент гидравлического сопротивления лифтовых труб  $\lambda_{\text{тр}}$ ; устьевое давление  $P_{\text{уст1}}$ , при этом дебит равен  $Q_1$ . Далее пусть значения этих параметров изменяются на интервале времени  $[t_1, t_2]$  и становятся равными  $P_{\text{пл2}}$ ,  $A_2$ ,  $B_2$ ,  $\lambda_{\text{тр2}}$ ,  $P_{\text{уст2}}$ ,  $Q_2$ . Очевидно, что изменение параметров  $P_{\text{пл}}$ ,  $A$ ,  $B$ ,  $\lambda_{\text{тр}}$ ,  $P_{\text{уст}}$  привело к изменению дебита. Согласно детерминированному факторному анализу, задача состоит в определении влияния каждого из параметров  $P_{\text{пл}}$ ,  $A$ ,  $B$ ,  $\lambda_{\text{тр}}$ ,  $P_{\text{уст}}$  на изменение дебита газовой скважины  $q$ , т.е. в получении представления:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{Рпл}} + \Delta Q_A + \Delta Q_B + \Delta Q_{\lambda_{\text{тр}}} + \Delta Q_{\text{Руст}}. \quad (12)$$

Используя математические модели, аналогичные уравнениям (6, 7), которые применялись при проведении факторный анализ дает возможность оценить вклад каждого компонента, входящего в систему на результирующий показатель – дебит скважины.

Для вывода (9) использован интегральный метод детерминированного факторного анализа [21], где представлен детальный вывод расчетных формул для определения численного влияния вышеуказанных факторов на дебит газовой скважины. Результаты факторного анализа газовой скважины в системе «пласт – скважина» с использованием исходных данных (табл. 1) представлены в таблице 2.

Сопоставим результаты узлового и факторного анализа газовой скважины, которые показаны в таблице 2.

Таблица 2. СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПО АЛГОРИТМАМ ФАКТОРНОГО И УЗЛОВОГО АНАЛИЗА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ  
Table 2. Comparison of results using algorithms for factor and nodal analysis of gas well operation

Изменение дебита, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Узловой анализ		Среднее значение	Факторный анализ
	Вариант 1	Вариант 2		
$\Delta Q_{\text{пл}}$	162,99	207,53	185,26	177,59
$\Delta Q_A$	—	—	—	0
$\Delta Q_B$	—	—	—	0
$\Delta Q_{\lambda_{\text{тр}}}$	—	—	—	0
$\Delta Q_{\text{уст}}$	-75,06	-119,60	-97,33	-89,66
$\Sigma Q$	87,93	87,93	87,93	87,93

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the author.

Результаты влияния  $P_{\text{пл}}$ ,  $P_{\text{уст}}$  на результирующий показатель имеют близкие значения, по которым можно сделать совпадающий вывод: изменение пластового давления оказывает существенно большее влияния на дебит скважины. Нулевые значения в таблице обусловлены тем, что коэффициенты  $A$ ,  $B$  и  $\lambda_{\text{тр}}$  не влияли на изменения дебита. Недостатком узлового анализа является тот факт, что при изменении трех и более параметров работы скважины отдельное влияние каждого из них отдельно определить затруднительно, тогда как факторный анализ позволяет оценить влияние каждого фактора, независимо от их количества.

### **Заключение**

В целом методы системного анализа вносят значительный вклад в оптимизацию технологических режимов работы эксплуатационных скважин, как на газовых, так и на нефтяных месторождениях, при этом методология факторного анализа позволяет оценить влияние каждого фактора, т. е. можно определить долю влияния каждого из параметров на изменения дебита. В то время как применение узлового анализа в его стандартном варианте ограничено, поскольку при изменении трех и более параметров работы скважины влияние каждого из них отдельно определить не представляется возможным без его модификации и многовариантных расчетов.

Таким образом, метод детерминированного факторного анализа может применяться как дополнение и расширение узлового анализа, обеспечивая достижения синергетического эффекта при оптимизации технологических процессов добычи нефти и газа. Сопоставление расчетов, полученных рассматриваемыми двумя методами, позволяет комплексно оценить эффективность проведенного мероприятия на скважине с учетом работы подземного и наземного оборудования.

### **Список источников**

1. Барбер Э. и др. Оптимизация добычи: от продуктивного пласта до пункта подготовки нефти и газа // Нефтегазовое обозрение. 2008. Т. 19. № 4. С. 22.
2. Хасанов М. М. и др. Иерархия интегрированных моделей / М. М. Хасанов, И. С. Афанасьев, А. Р. Латыпов, В. А. Павлов, Д. А. Антоненко, Суртаев В. Н. Доклад на Российской технической конференции и выставке нефти и газа SPE, Москва, Россия, октябрь 2008 г. С. 1–7 [Электронный ресурс]. URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/08ROGC/08ROGC/SPE-117412-MS/145304> (дата обращения: 07.10.2025).
3. Salaudeen, I. Optimization of Petroleum Production System using Nodal Analysis Program / I. Salaudeen, D. Bopbekov, A. Abdulkarim // Nigerian Journal of Technological Development. 2022. Vol. 19. No. 1. P. 1-8.
4. Jansen J.D. Nodal analysis of oil and gas production systems. SPE, 2017. 368 p.

5. Развитие интегрированного проектирования в ОАО «НК «Роснефть» / Ю. В. Некипелов, К. Е. Латкин, Р. Р. Исмагилов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2010. № 8. С. 6–9.
6. Lee J., Nickens H., Wells M. The operation of the watering gas wells. Technological solutions for removing fluid from wells, Translation from English. M.: Premium Engineering, 2008. P. 384.
7. Bitsindou A. B., Kelkar M. G. Gas Well Production Optimization Using Dynamic Nodal Analysis. Paper presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 1999. P. 1-9. <https://doi.org/10.2118/52170-MS>
8. Gilbert W. E. Flowing and Gas-Lift Well Performance. API Drilling and Production Practice, Dallas, Texas; 1954. P. 126–157.
9. Brown K. E., Lea J.F. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells // J Pet Technol. 1985. No. 37(10). P. 1751–1763.
10. Dale B. H. Production Optimization using Nodal Analysis, OGC Publications, Tulsa, 1991. 411 p.
11. Applied Multiphase Flow in Pipes and Flow Assurance: Oil and Gas Production / Al-Safran E. M., Brill J.P. // Society of Petroleum Engineers, 2017. 358 p.
12. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей / М. В. Наугольнов, Е. В. Растегаева, Р. З. Зулькарниев, Р. Н. Асмандияров // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2019. № 1(11). С. 34–38 <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-7-11>.
13. Факторный анализ параметров работы газовых скважин / А. И. Щекин, В. В. Вержбицкий, Т. А. Гунькина, А. В. Хандзель // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 3. С. 139–148.
14. Применение факторного анализа при управлении технологическими процессами эксплуатации скважин на подземных хранилищах газа / А. И. Щекин, В. В. Вержбицкий, Т. А. Гунькина и др. // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов II Международной научно-практической конференции (9–10 декабря 2021 г.). Ставрополь: ООО Бюро новостей, 2021. С. 320–325.
15. Proactive Block-Factor Analysis of Oil Field Development [Electronic resource] / A. N. Sitnikov, A. A. Pustovskikh, A. S. Margarit et al. // SPE Russian Petroleum Technology Conference. M., 2015. URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/>

- proceedings-abstract/15RPTC/All-15RPTC/SPE-176572-MS/183745 (accessed 20.01.2022).
16. Блюмин С. Л. Экономический факторный анализ: Монография / С. Л. Блюмин, В. Ф. Суханов, С. В. Чеботарев. Липецк: ЛЭГИ, 2004. 148 с.
  17. Вержбицкая В. В. Факторный анализ работы газовой скважины в системе «пласт – скважина – газопровод» / В.В. Вержбицкая, А. И. Щекин, А. В. Хандзель // Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем: V Международная научно-практическая конференция: тезисы докладов, Москва, 3–4 октября 2024 года. Москва: Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий. Газпром ВНИИГАЗ, 2024. С. 13.
  18. Вержбицкая В. В. Исследование работы, обводняющийся газовой скважины в системе «пласт – скважина – шлейф» на основе применения детерминированного факторного анализа / В. В. Вержбицкая, А. И. Щекин, А. В. Хандзель // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: Сборник трудов V Международной научно-практической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения проф. К.М. Тагирова, Ставрополь, 02–06 декабря 2024 года. Ставрополь: «Агрус» Ставропольского государственного аграрного университета, 2024. С. 197–200.
  19. Щекин А. И. Системный подход к оптимизации технологических процессов на газовых скважинах / А. И. Щекин, В. В. Вержбицкая, А. В. Хандзель // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: Материалы IV Международной научно-практической конференции, посвященной 30-летию факультета нефтегазовой инженерии СКФУ, Ставрополь, 07–08 декабря 2023 года. Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2023. С. 396–399.
  20. Shchekin A., Verzhbitskaya V., Handzel A. Applying Deterministic Factor Analysis to Study Gas Well Operation, 2023 5th International Conference on Problems of Cybernetics and Informatics (PCI), Baku, Azerbaijan, 2023. P. 1–3, <https://doi.org/10.1109/PCI60110.2023.10325921>.
  21. Вержбицкая В. В. Оптимизация технологических режимов работы скважин методами системного анализа / В.В. Вержбицкая, А. И. Щекин, В. В. Вержбицкий // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: Сборник трудов V Международной научно-практической конферен-

ции, посвященной 90-летию со дня рождения профессора К.М. Тагирова, Ставрополь, 2–6 декабря 2024 года. Ставрополь: «АГРУС» Ставропольского государственного аграрного университета, 2024. С. 193–197.

### References

1. Barber E. et al. Production optimization: from the productive formation to the oil and gas treatment point. *Oil and Gas Review*. 2008;(4). P. 22. (in Russ.).
2. Khasanov MM, Afanasyev IS, Latypov AR, Pavlov VA, Antonenko DA and Surtaev VN. Hierarchy of Integrated Models. Report at the Russian Technical Conference and Oil and Gas Exhibition SPE, Moscow, Russia, October 2008: 1-7. (in Russ.). <https://doi.org/10.2118/117412-MS>
3. Salaudeen I, Bopbekov D, Abdulkarim A. Optimization of Petroleum Production System using Nodal Analysis Program. *Nigerian Journal of Technological Development*. 2022; (19): 1-8.
4. Jansen JD. Nodal analysis of oil and gas production systems. SPE, 2017. 368 p.
5. Nekipelov YuV, Latkin KE, Ismagilov RR [et al.] Development of integrated design at Rosneft Oil Company. *Oil industry*. 2010; (8): 6-9. (in Russ.).
6. Lee J., Nickens H.W., Wells M. The operation of the watering gas wells. Technological solutions for removing fluid from wells, Translation from English. M.: Premium Engineering, 2008. P. 384.
7. Bitsindou AB, Kelkar MG. Gas Well Production Optimization Using Dynamic Nodal Analysis. Paper presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 1999. P 1-9 <https://doi.org/10.2118/52170-MS> [Electronic resource]. URL: <https://onepetro.org/SPEOK-OG/proceedings-abstract/99MCOS/99MCOS/SPE-52170-MS/60438> (accessed: 07.10.2025).
8. Gilbert WE. Flowing and Gas-Lift Well Performance. *API Drilling and Production Practice*, Dallas, Texas; 1954, p. 126 – 157.
9. Brown KE., Lea JF. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. *J Pet Technol*, 1985;37(10): 1751-1763.
10. Dale BH. Production Optimization using Nodal Analysis, OGCI Publications, Tulsa, 1991. 411 p.
11. Al-Safran E.M, Brill JP. Applied Multiphase Flow in Pipes and Flow Assurance: Oil and Gas Production. Society of Petroleum Engineers, 2017. 358 p.

12. Naugolnov MV, Rastegaeva EV, Zulkarniev RZ, Asmandiyarov RN. Factor analysis of the success of geological and technical measures as a tool for improving the quality of geological and hydrodynamic models. PRONEFT. Professionally about oil. 2019;1(11): 34-38 <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-7-11>. (in Russ.).
13. Shchekin AI, Verzhbitsky VV, Gun'kina TA, Handzel AV. Factor analysis of gas well performance parameters. Georesources, 2022;24(3): 139–148. (in Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12>
14. Shchekin AI, Verzhbitsky VV, Gunkina TA et al. The use of factor analysis in the management of technological processes for the operation of wells in underground gas storage facilities. Innovative technologies in the oil and gas industry. Problems of sustainable development of territories: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (December 09-10, 2021). Stavropol, 2021. P. 320-325. (in Russ.).
15. Sitnikov AN, Pustovskikh AA, Margarit AS et al. Proactive Block-Factor Analysis of Oil Field Development [Electronic resource] / SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2015. – URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/15RPTC/All-15RPTC/SPE-176572-MS/183745> (accessed 20.01.2022).
16. Blyumin SL. Economic factor analysis. Lipetsk: LEGI, 2004. 148 p. (in Russ.).
17. Verzhbitskaya VV, Shchekin AI, Khandzel AV. Factor analysis of gas well operation in the 'reservoir - well - gas pipeline' system. Topical issues of oil and gas reservoir systems research : V International Scientific and Practical Conference : abstracts, Moscow, October 03-04, 2024. Moscow: Scientific Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies, Gazprom VNIIGAZ, 2024. P. 13. (in Russ.).
18. Verzhbitskaya VV, Shchekin AI, Handzel AV. Investigation of the operation of a flooded gas well in the plast-well-plume system based on the application of deterministic factor analysis. Innovative technologies in the oil and gas industry : Proceedings of the V International Scientific and Practical Conference dedicated to the 90th anniversary of the birth of Professor K.M. Tagirov, Stavropol, December 02-06, 2024. Stavropol: AGRUS of Stavropol State Agrarian University, 2024. P. 197-200. (in Russ.).
19. Shchekin AI, Verzhbitskaya VV, Handzel AV. A systematic approach to optimizing technological processes at gas wells. In-

- novative technologies in the oil and gas industry. Problems of sustainable development of territories: Proceedings of the IV International Scientific and Practical Conference dedicated to the 30th anniversary of the NCFU Faculty of Petroleum Engineering, Stavropol, December 07-08, 2023. Stavropol: North-Caucasus Federal University, 2023. P. 396-399. (in Russ.).
20. Shchekin AI, Verzhbitskaya VV, Handzel AV. Applying Deterministic Factor Analysis to Study Gas Well Operation, 2023 *5th International Conference on Problems of Cybernetics and Informatics (PCI)*, Baku, Azerbaijan, 2023. P. 1-3, doi: 10.1109/PCI60110.2023.10325921.
  21. Verzhbitskaya VV, Shchekin AI, Verzhbitsky VV. Optimization of technological modes of well operation by methods of system analysis. Innovative technologies in the oil and gas industry: Proceedings of the V International Scientific and Practical Conference dedicated to the 90th anniversary of the birth of Professor K.M. Tagirov, Stavropol, December 02-06, 2024. Stavropol: AGRUS of Stavropol State Agrarian University, 2024. P. 193-197. (in Russ.).

### **Информация об авторе**

**Виктория Владимировна Вержбицкая** — старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Северо-Кавказского федерального университета, Scopus ID: 57223104164, Researcher ID: OLP-6540-2025

### **Information about the author**

**Victoria V. Verzhbitskaya** — Senior Lecturer of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 57223104164, Researcher ID: OLP-6540-2025.