

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12>

УДК 622.279

Факторный анализ параметров работы газовых скважин

А.И. Щекин, В.В. Вержбицкий, Т.А. Гунькина, А.В. Хандзель*
Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

В статье рассмотрены методологические подходы применения детерминированного факторного анализа для выявления причин изменения параметров работы газовых скважин при установившемся притоке газа по линейному и нелинейному законам фильтрации. Методы факторного анализа дают возможность количественно оценить степень влияния отдельных факторов на отклонение исследуемого показателя. В соответствии с методологией факторного анализа обоснованы математические модели факторной системы при линейной и нелинейной фильтрации газа, установлена совокупность факторов, и получены готовые решения для факторного анализа параметров работы газовой скважины. Для решения задач факторного анализа технологического режима работы газовых скважин и получения формул расчета приращения дебита газа от изменения факторов в статье выполнено обоснование и исследование метода взвешенных конечных разностей. Апробация рабочих формул для оценки степени влияния факторов на отклонение дебита газа в положительную или отрицательную сторону выполнена по параметрам работы скважин подземных хранилищ газа в циклах отбора и закачки. Полученные формулы для проведения факторного анализа газовых скважин позволяют количественно оценить влияние таких факторов, как пластовое и забойное давления, коэффициенты фильтрационных сопротивлений на отклонение дебита газа. Дальнейшее ранжирование скважин по факторам является основой управления процессами добычи (закачки) газа и планирования геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: факторный анализ, газовые скважины, технологический режим работы, подземное хранилище газа, геолого-технические мероприятия

Для цитирования: Щекин А.И., Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Хандзель А.В. (2022). Факторный анализ параметров работы газовых скважин. *Георесурсы*, 24(3), с. 139–148. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12>

Введение

Общей тенденцией в развитии крупных нефтегазодобывающих компаний является внедрение современных информационных систем с целью управления разработкой месторождений и оптимизации добычи углеводородов (Еремин и др., 2019). Неотъемлемым элементом таких систем является создание специальных алгоритмов и инструментов по комплексному мониторингу и прогнозу показателей разработки месторождений углеводородов.

Для анализа технологического режима работы скважин и выявления причин изменения параметров в последнее время широко применяются методы детерминированного факторного анализа (Oleynikov, Cherkovskiy, 2019; Sitnikov et al., 2015). По результатам факторного анализа выполняется ранжирование фонда скважин с последующим выделением в их составе проблемных, в том числе скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Оценка степени влияния различных геолого-технологических факторов на изменение параметров работы скважин является основой принятия решений по повышению эффективности эксплуатации фонда нефтяных скважин. В работе (Sitnikov et al., 2015) представлены основанные на методах факторного анализа готовые расчетные формулы для определения потерь или прироста дебита нефти по фонду действующих нефтяных скважин за счет изменения таких факторов, как забойное

и пластовое давление, обводненность продукции, коэффициент продуктивности, коэффициент эксплуатации. Методы факторного анализа также применяются для проведения анализа успешности ГТМ по скважинам. Так, в работе (Наугольнов и др., 2019) для количественной оценки причин несоответствия плановых и фактических показателей по новым скважинам авторы использовали интегральный метод детерминированного факторного анализа, представив уравнение притока нефти к скважине в виде мультиплексной трехфакторной модели.

Алгоритмы факторного анализа являются основой процесса анализа параметров работы нефтяных скважин по выявлению и оценке отдельных факторов, влияющих на изменение дебита. Для газовых месторождений, а также для подземных хранилищ газа (ПХГ) задача развития инструментов факторного анализа становится ключевой, поскольку эксплуатация скважин на ПХГ характеризуется цикличностью их работы и требует регулярного мониторинга (Гарайшин и др., 2015). В связи с этим актуальным становится решение задачи по разработке инструментов факторного анализа технологических режимов работы скважин с целью оперативного планирования комплексных программ ГТМ на газовых или газоконденсатных месторождениях (Ахмедов и др., 2014; Толпаев и др., 2017), в том числе на подземных хранилищах газа (Вержбицкий и др., 2020; Хан и др., 2019). В настоящей статье рассмотрена методология детерминированного факторного анализа для получения готовых расчетных формул и проведения количественной оценки степени влияния различных факторов на изменение дебита газовой скважины при установленном притоке газа по линейному и нелинейному законам фильтрации.

* Ответственный автор: Александр Иванович Щекин
 e-mail: ashchekin@nfc.ru

© 2022 Коллектив авторов
 Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Методология детерминированного факторного анализа

Для решения, как правило, экономических задач по оценке степени влияния отклонения факторов (показателей) на изучаемый процесс (явление) используются различные методы детерминированного и статистического факторного анализа (Трухаев, Горшков, 1985; Баканов, Шеремет, 2002; Блюмин и др., 2004). Статистический факторный анализ основан на использовании методов корреляционного и регрессионного анализа и заключается в определении взаимосвязи между исследуемыми переменными с последующим установлением вида статистической зависимости. Методы детерминированного факторного анализа предполагают, что исследуемый показатель и влияющие на него факторы находятся в какой-либо детерминированной взаимосвязи (функциональной зависимости). Исходные данные при проведении детерминированного факторного анализа задаются в виде скалярных величин, что дает возможность количественно оценить влияние отдельных факторов на изменение результирующего показателя, поэтому данные методы получили широкое применение в экономической теории.

В математической постановке детерминированный факторный анализ заключается в определении частей приращения функции, связанных с приращениями отдельно взятых аргументов. Например, если y – некоторый результирующий показатель, то модель факторной системы может быть представлена в виде функции соответствующих переменных, например:

$$y = f(a, b, c, d), \quad (1)$$

где a, b, c, d – факторы.

Если заданы начальные (a_1, b_1, c_1, d_1) и конечные (a_2, b_2, c_2, d_2) значения аргументов, от которых зависит функция, то соотношение между приращением результирующего показателя и приращениями факторов можно представить в аддитивной форме (Блюмин и др., 2004):

$$\Delta y = y_2 - y_1 = f(a_2, b_2, c_2, d_2) - f(a_1, b_1, c_1, d_1) = \Delta y_a + \Delta y_b + \Delta y_c + \Delta y_d, \quad (2)$$

где $\Delta y_a, \Delta y_b, \Delta y_c, \Delta y_d$ – элементы факторной системы, которые характеризуют степень влияния отдельно взятых факторов на изменение результирующего показателя.

В экономическом анализе при проведении факторного анализа применяются следующие стандартные модели факторной системы (Блюмин и др., 2004):

- аддитивные:

$$y = f(a, b, c, d) = a + b + c + d, \quad (3)$$

- мультипликативные:

$$y = f(a, b, c, d) = a \cdot b \cdot c \cdot d, \quad (4)$$

- кратные:

$$y = f(a, b, c, d) = \frac{a \cdot b}{c \cdot d}. \quad (5)$$

Также в практической деятельности часто используются факторные модели смешанного типа: аддитивно-кратные, мультипликативно-аддитивные и др.

Основными задачами детерминированного факторного анализа (далее факторный анализ) является обоснование математической модели факторной системы, выявление совокупности факторов с выводом расчетных формул элементов факторной системы и оценка степени их влияния на отклонение исследуемого показателя.

С целью получения расчетных формул по определению элементов факторной системы применяются различные методы факторного анализа (Трухаев, Горшков, 1985; Баканов, Шеремет, 2002; Блюмин и др., 2004), основными из которых являются: интегральный метод, метод цепных подстановок, метод взвешенных конечных разностей и др. При этом, следует отметить, что часто в методах факторного анализа используется принцип эlimинирования, который предполагает определение степени влияния отдельно взятого фактора при фиксированных значениях остальных факторов.

Метод цепных подстановок предполагает последовательную замену начальных значений факторов на конечные с использованием принципа эlimинирования. Важной особенностью и недостатком данного метода является выбор порядка подстановки факторов, поскольку при изменении порядка результаты факторного анализа будут различаться. В этой связи применение данного метода не позволяет точно определить степень влияния отдельных факторов на изменение анализируемого показателя.

Метод взвешенных конечных разностей (метод полных подстановок) отличается от предыдущего тем, что оценка величины влияния отдельных факторов проводится по всем вариантам подстановки с последующим суммированием и осреднением полученного результата без выбора порядка подстановки показателей. Таким образом, в данном методе исключается недостаток, присущий методу цепных подстановок, поскольку не требуется выделение основного фактора, относительно которого будет производится последовательность расчета. К недостаткам данного метода относится необходимость при большом количестве факторов выполнять многовариантные расчеты.

Интегральный метод основывается на суммировании приращений функции, определяемых как частные производные, умноженные на приращение соответствующих аргументов на бесконечно малых промежутках (Блюмин и др., 2004; Голопузов, Шадринцев, 2006). По сравнению с другими методами факторного анализа, наиболее универсальный интегральный метод лишен недостатков других методов, что позволяет разработать общий подход и исключить неоднозначность оценки степени влияния факторов для стандартных факторных моделей. Тем не менее, интегральный метод также имеет недостатки, проявляющиеся в основном при выводе расчетных формул для сложных и нестандартных факторных моделей. Следует отметить, что для стандартных факторных моделей в экономическом анализе разработаны готовые формулы расчета влияния факторов на отклонения результирующего показателя.

Получаемые результаты с применением рассмотренных выше и других методов детерминированного факторного анализа, как правило, редко сопоставимы, в связи с чем выбор метода факторного анализа, удовлетворяющего заданным условиям, является основой для объективной оценки влияния факторов.

Результаты

Рассмотрим особенности применения факторного анализа для оценки степени влияния отдельных факторов на изменение дебита газовых скважин, в том числе эксплуатационных скважин на ПХГ, работающих как в режиме отбора, так и закачки газа.

Первым этапом проведения факторного анализа является обоснование факторной модели – аналитической зависимости. Для анализа причин изменения дебита газовой скважины в качестве факторной модели используем уравнение плоскорадиальной стационарной фильтрации газа к скважине без учета эффектов турбулентности:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = A Q, \quad (6)$$

где A – коэффициент фильтрационных сопротивлений:

$$A = \frac{\mu_r Z T P_0}{\pi k h} \ln(R_k/r_c), \quad (7)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление; Q – дебит газа; k – коэффициент проницаемости пласта; h – эффективная толщина пласта; μ_r – динамическая вязкость газа; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа; T – пластовая температура; T_0 – температура в нормальных условиях; P_0 – давление в нормальных условиях; R_k – радиус контура дренирования; r_c – радиус ствола скважины.

Представим уравнение (6) в следующем виде:

$$Q = \frac{P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2}{A}. \quad (8)$$

Зададимся следующими условиями, пусть в газовой скважине наблюдается изменение ее дебита от начального значения Q_1 до текущего Q_2 , тогда приращение дебита за анализируемый период составит:

$$\Delta Q = Q_2 - Q_1, \quad (9)$$

$$Q_1 = \frac{P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2}{A_1}, \quad (10)$$

$$Q_2 = \frac{P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2}{A_2}. \quad (11)$$

Соответственно, за этот же период может отмечаться отклонение следующих параметров:

- коэффициента фильтрационных сопротивлений:

$$\Delta A = A_2 - A_1;$$

- пластового давления: $\Delta P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}2} - P_{\text{пл}1}$;

- забойного давления: $\Delta P_{\text{заб}} = P_{\text{заб}2} - P_{\text{заб}1}$.

В данном случае факторами, которые оказывают влияние на увеличение или снижение дебита газовой скважины, являются пластовое и забойное давления, а также коэффициент фильтрационных сопротивлений. Используя методы факторного анализа, требуется определить вклад этих факторов в изменение текущих значений дебита скважины относительно начальных. В математической

постановке задача сводится к получению расчетных формул для определения элементов структуры факторной системы, т.е. оценки степени влияния изменения вышеперечисленных факторов на приращение дебита.

Выражение (8) является комбинированной кратной моделью, поэтому для определения элементов факторной системы можно получить готовые решения различными методами факторного анализа. При этом, структура факторной модели будет иметь следующий вид:

$$\Delta Q = \frac{P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2}{A_2} - \frac{P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2}{A_1} = \Delta Q_A + \Delta Q_{P_{\text{пл}}} + \Delta Q_{P_{\text{заб}}} \quad (12)$$

Для определения величин изменения дебита газовой скважины по причине изменения факторов воспользуемся интегральным методом и методом полных подстановок.

Метод полных подстановок (взвешенных конечных разностей)

Данный метод не зависит от порядка ранжирования переменных, поскольку необходимо найти значения по всем возможным подстановкам. В таблице 1 представлены формулы для определения приращений дебита газа ΔQ от конкретных факторов при различном порядке расстановки переменных. Для рассматриваемой факторной модели с тремя переменными $\Delta Q(A, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}})$ количество всевозможных комбинаций подстановок для каждого фактора будет равно $n = 3!$ (Голопузов, Шадринцев, 2006), т.е. 6 вариантов подстановки по каждому фактору.

В соответствии с алгоритмом расчета по методу взвешенных конечных разностей необходимо просуммировать приращения дебита для каждого фактора и найти среднее значение. Так, изменение дебита за счет коэффициента фильтрационных сопротивлений составит:

$$\Delta Q_A = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1} \right) [(P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2) + (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2)]. \quad (13)$$

Аналогичным образом получим решения для других элементов факторной системы, а именно факторного влияния пластового и забойного давления:

$$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{1}{2} (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2) \left[\frac{1}{A_1} + \frac{1}{A_2} \right], \quad (14)$$

$$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{1}{2} (P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2) \left[\frac{1}{A_1} + \frac{1}{A_2} \right]. \quad (15)$$

Если произвести замену коэффициента фильтрационных сопротивления на коэффициент продуктивности

Варианты подстановок переменных $\Delta Q(1, 2, 3)$	Приращения дебита при различных вариантах подстановок		
$\Delta Q(P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}, A)$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2}{A_1}$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2}{A_1}$	$\Delta Q_A = (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2) \left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1} \right)$
$\Delta Q(P_{\text{пл}}, A, P_{\text{заб}})$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2}{A_1}$	$\Delta Q_A = (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}1}^2) \left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1} \right)$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2}{A_2}$
$\Delta Q(P_{\text{заб}}, P_{\text{пл}}, A)$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2}{A_1}$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2}{A_1}$	$\Delta Q_A = (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2) \left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1} \right)$
$\Delta Q(P_{\text{заб}}, A, P_{\text{пл}})$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2}{A_1}$	$\Delta Q_A = (P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2) \left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1} \right)$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2}{A_2}$
$\Delta Q(A, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}})$	$\Delta Q_A = (P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2) \left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1} \right)$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2}{A_2}$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2}{A_2}$
$\Delta Q(A, P_{\text{заб}}, P_{\text{пл}})$	$\Delta Q_A = (P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2) \left(\frac{1}{A_2} - \frac{1}{A_1} \right)$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{P_{\text{заб}2}^2 - P_{\text{заб}1}^2}{A_2}$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2}{A_2}$

Табл. 1. Формулы расчета приращения дебита газа от изменения факторов при различных вариантах подстановок по кратной модели

$k = 1/A$, то выражение (12) можно привести к виду мультипликативной факторной модели:

$$\Delta Q = k_2(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2) - k_1(P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2) = \Delta Q_k + \Delta Q_{P_{\text{пл}}} + \Delta Q_{P_{\text{заб}}}. \quad (16)$$

В таблице 2 представлены формулы для количественной оценки приращений дебита газа $\Delta Q(k, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}})$ от изменения факторов при различном порядке расстановки переменных с использованием факторной модели (16).

С учетом данных таблицы 2 и метода полных подстановок получим рабочие формулы элементов факторной системы для количественной оценки влияния факторов, а именно:

коэффициента продуктивности:

$$\Delta Q_k = \frac{1}{2}(k_2 - k_1)[(P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2) + (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2)], \quad (17)$$

пластового давления:

$$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{1}{2}[(k_2 + k_1)(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2)], \quad (18)$$

забойного давления:

$$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{1}{2}[(k_2 + k_1)(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)]. \quad (19)$$

Интегральный метод

В данном случае, с целью количественной оценки степени влияния факторов интегральным методом,

воспользуемся готовыми решениями, разработанными для стандартных моделей факторных систем (Баканов, Шеремет, 2002). Так, при рассмотрении комбинированной кратной модели (8) рабочие формулы расчета факторов влияния будут иметь следующий вид:

$$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2)}{(A_2 - A_1)} \ln \left| \frac{A_2}{A_1} \right|, \quad (20)$$

$$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)}{(A_2 - A_1)} \ln \left| \frac{A_2}{A_1} \right|, \quad (21)$$

$$\Delta Q_A = \Delta Q - \frac{(P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{пл}2}^2)}{(A_2 - A_1)} \ln \left| \frac{A_2}{A_1} \right| - \frac{(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)}{(A_2 - A_1)} \ln \left| \frac{A_2}{A_1} \right|. \quad (22)$$

Расчетные формулы элементов факторной системы для мультипликативной модели (16), полученные с помощью интегрального метода, будут иметь аналогичный вид, как и в случае использования метода полных подстановок:

$$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = \frac{(k_2 + k_1)}{2} (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2), \quad (23)$$

$$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = \frac{(k_2 + k_1)}{2} (P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2), \quad (24)$$

$$\Delta Q_k = (k_2 - k_1) \left(\frac{(P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2) + (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2)}{2} \right). \quad (25)$$

Апробацию рабочих формул для количественной оценки влияния факторов, полученных различными методами факторного анализа, выполним по параметрам эксплуатационных скважин ПХГ в цикле отбора, представленным в таблице 3. Как видно из таблицы, если

Варианты подстановок переменных $\Delta Q(1, 2, 3)$	Приращения дебита при различных вариантах подстановок		
$\Delta Q(P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}, k)$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = k_1(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2)$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = k_1(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)$	$\Delta Q_k = (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2)(k_2 - k_1)$
$\Delta Q(P_{\text{пл}}, k, P_{\text{заб}})$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = k_1(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2)$	$\Delta Q_k = (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}1}^2)(k_2 - k_1)$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = k_2(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)$
$\Delta Q(P_{\text{заб}}, P_{\text{пл}}, k)$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = k_1(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = k_1(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2)$	$\Delta Q_k = (P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{заб}2}^2)(k_2 - k_1)$
$\Delta Q(P_{\text{заб}}, k, P_{\text{пл}})$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = k_1(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)$	$\Delta Q_k = (P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)(k_2 - k_1)$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = k_2(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2)$
$\Delta Q(k, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}})$	$\Delta Q_k = (P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2)(k_2 - k_1)$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = k_2(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2)$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = k_2(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)$
$\Delta Q(k, P_{\text{заб}}, P_{\text{пл}})$	$\Delta Q_k = (P_{\text{пл}1}^2 - P_{\text{заб}1}^2)(k_2 - k_1)$	$\Delta Q_{P_{\text{заб}}} = k_2(P_{\text{заб}1}^2 - P_{\text{заб}2}^2)$	$\Delta Q_{P_{\text{пл}}} = k_2(P_{\text{пл}2}^2 - P_{\text{пл}1}^2)$

Табл. 2. Формулы расчета приращения дебита газа от изменения факторов при различных вариантах подстановок по мультипликативной модели

Параметры работы скважины	Единицы измерения	№ скважины		
		1	2	3
Параметры работы скважин за 1 месяц анализируемого периода				
Дебит газа Q_1	тыс. м ³ /сут	144,0	270,0	208,0
Пластовое давление $P_{\text{пл}1}$	МПа	3,50	3,49	3,41
Забойное давление $P_{\text{заб}1}$	МПа	2,86	2,88	2,90
Коэффициент фильтрационных сопротивлений A_1	10 ⁻² МПа ² /тыс. м ³ /сут	2,84	1,46	1,57
Коэффициент продуктивности k_1	10 ² тыс.м ³ /сут/МПа ²	0,35	0,69	0,64
Параметры работы скважин за текущий месяц анализируемого периода				
Дебит газа Q_2	тыс. м ³ /сут	95,0	152,0	136,0
Пластовое давление, $P_{\text{пл}2}$	МПа	3,32	3,18	3,12
Забойное давление $P_{\text{заб}2}$	МПа	2,92	2,91	2,93
Коэффициент фильтрационных сопротивлений A_2	10 ⁻² МПа ² /тыс. м ³ /сут	2,66	1,09	0,83
Коэффициент продуктивности k_2	10 ² тыс.м ³ /сут/МПа ²	0,38	0,92	1,20
Изменение параметров работы скважин за рассматриваемый период				
Изменение дебита газа ΔQ	тыс. м ³ /сут	-49,0	-118,0	-72,0
Изменение пластового давления $\Delta P_{\text{пл}}$	МПа	-0,18	-0,31	-0,29
Изменение забойного давления $\Delta P_{\text{заб}}$	МПа	0,06	0,03	0,03
Изменение коэффициента ΔA	10 ⁻² МПа ² /тыс. м ³ /сут	-0,18	-0,37	-0,74
Изменение коэффициента Δk	10 ² тыс.м ³ /сут/МПа ²	0,03	0,23	0,56

Табл. 3. Эксплуатационные параметры скважин ПХГ в цикле отбора при линейном законе фильтрации газа

сравнить эксплуатационные параметры скважин за анализируемый период времени, то объективно оценить причины снижения/увеличения дебита скважины по динамике их изменения, не используя методов факторного анализа, возможно только на качественном уровне.

В таблице 4 показаны результаты факторного анализа влияния отклонения пластового и забойного давлений, а также коэффициента фильтрационных сопротивлений/коэффициента продуктивности на изменение дебита. Знак «минус» характеризует снижение дебита скважины, а «плюс» – увеличение дебита, вызванное влиянием того или иного фактора. В графическом виде результаты факторного анализа технологического режима работы эксплуатационной скважины на ПХГ при фильтрации газа по линейному закону представлены на рисунке 1. Анализ таблицы 4 показывает, что итоги факторного анализа методом полных подстановок для кратной и мультиплекативной моделей идентичны, а также совпадают с результатами, полученными для мультиплекативной модели (16) интегральным методом. Следует отметить, что интегральный метод факторного анализа кратной и мультиплекативной моделей, описывающих фильтрацию газа по линейному закону, дает различные показатели приращений дебита, что связано со спецификой интегрального метода и его чувствительностью к типу факторной модели. Преимуществом метода полных подстановок в данном случае является то, что вид модели не оказывает влияния на конечный результат. Фактическое изменение дебита по всем рассмотренным случаям равно сумме приращений по каждому фактору, что характеризует правильность полученных расчетных формул.

До текущего момента в статье рассматривалось уравнение притока газа при линейном законе фильтрации, тем не менее при исследовании условий эксплуатации газовых скважин необходимо учитывать проявление эффектов турбулентности и вихревых сопротивлений в области высоких скоростей (Васильев, 2016; Friedel, Voigt, 2006; Li, Engler, 2001). Уравнение, характеризующее приток газа к скважине при нелинейном законе фильтрации, можно представить в следующем виде (Васильев, 2016):

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = AQ + BQ^2, \quad (26)$$

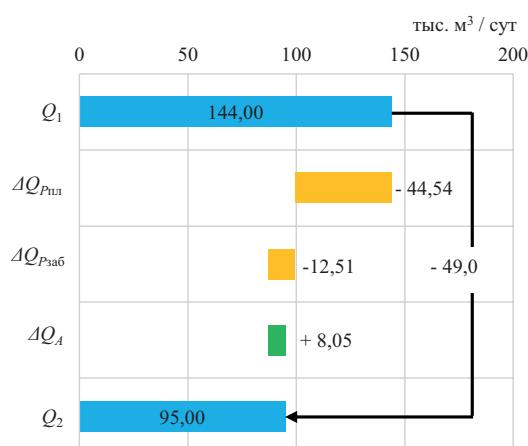


Рис. 1. Результаты факторного анализа технологического режима работы скважины ПХГ при линейном законе фильтрации газа

где A и B – коэффициенты фильтрационных сопротивлений:

$$\begin{aligned} A &= \frac{\mu_r Z T P_0}{\pi k h T_0} \ln(R_k / r_c), \\ B &= \frac{\beta \rho_0 Z T P_0}{2 \pi^2 h^2 T_0 \sqrt{k}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right), \end{aligned} \quad (28)$$

где B – коэффициент вихревых сопротивлений (коэффициент турбулентности); ρ_0 – плотность газа в нормальных условиях.

Решая квадратное уравнение (26), получим только один действительный положительный корень, который представляет собой выражение для определения дебита газа при нелинейном законе фильтрации:

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}}{2B}. \quad (29)$$

Если взять за основу представленное выше выражение для определения дебита газа в качестве факторной модели, то структура факторной системы для выполнения анализа при нелинейном законе фильтрации будет иметь вид:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= \frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_2(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_2} - \frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_1(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)}}{2B_1} = \\ &= \Delta Q_{\text{пл}} + \Delta Q_{\text{заб}} + \Delta Q_A + \Delta Q_B. \end{aligned} \quad (30)$$

№ скв	Фактическое изменение дебита газа ΔQ , тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет пластового давления $\Delta Q_{\text{пл}}$, тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет забойного давления $\Delta Q_{\text{заб}}$, тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента A ΔQ_A , тыс. м³/сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента продуктивности ΔQ_k , тыс. м³/сут	Расчетное изменение дебита газа $\Delta Q_{\text{расч}}$, тыс. м³/сут
Результаты факторного анализа методом полных подстановок, факторная модель (12)						
1	-49,0	-44,54	-12,51	8,05	–	-49,0
2	-118,0	-168,21	-14,69	64,9	–	-118,0
3	-72,0	-179,54	-17,03	124,57	–	-72,0
Результаты факторного анализа методом полных подстановок и интегральным методом, факторная модель (16)						
1	-49,0	-44,54	-12,51	–	8,05	-49,0
2	-118,0	-168,21	-14,69	–	64,9	-118,0
3	-72,0	-179,54	-17,03	–	124,57	-72,0
Результаты факторного анализа интегральным методом, факторная модель (12)						
1	-49,0	-44,5	-12,5	8,0	–	-49,0
2	-118,0	-165,86	-14,47	62,32	–	-118,0
3	-72,0	-167,96	-15,93	111,9	–	-72,0

Табл. 4. Результаты апробации методов факторного анализа для количественной оценки влияния факторов на дебит газовых скважин при линейном законе фильтрации газа

По сравнению с предыдущей факторной системой (12), в рассматриваемой прибавляется дополнительный фактор – коэффициент фильтрационных сопротивлений B , также влияющий на изменение дебита газа.

Как видно, выражение (29) является сложной (нестандартной) факторной моделью, что накладывает ограничения на применение готовых решений интегрального метода, разработанных для простых моделей. Как отмечают авторы (Блюмин и др., 2004), существенным недостатком интегрального метода являются трудности с получением формул расчета элементов факторной системы при работе с нестандартными моделями. Поэтому для проведения факторного анализа работы газовой скважины при нелинейном законе фильтрации целесообразным будет применение метода полных подстановок, достоинство которого заключается в использовании единого подхода к анализу факторных моделей любого типа, в том числе сложных. Как показало сравнение результатов факторного анализа для случая притока газа при линейном законе фильтрации, метод полных постановок не уступает интегральному. Единственным недостатком этого метода является необходимость выполнения большого объема вычислительных процедур по перебору всевозможных вариантов подстановок, что в современных условиях реализовать достаточно просто.

Согласно алгоритму метода взвешенных конечных разностей, при рассмотрении факторной модели (29), имеющей 4 переменные $\Delta Q(P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}, A, B)$, количество комбинаций перестановок составит $n = 4! = 24$ варианта. Таким образом для получения конечных формул расчета величин факторного влияния необходимо вывести по 24 формулы для каждого фактора с последующим их суммированием

и нахождением среднего значения. Учитывая достаточно объемный вид полученных формул для количественной оценки степени влияния факторов на отклонение дебита при нелинейном законе фильтрации газа, в качестве примера приведем одну из них – формулу расчета влияния пластового давления на изменение дебита газа:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{P_{\text{пл}}} = & \frac{1}{24} \left[6 \left(\frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_1(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)}}{2B_1} - \frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_1(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)}}{2B_1} \right) + \right. \\ & + 2 \left(\frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_1(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_1} - \frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_1(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_1} \right) + \\ & + 2 \left(\frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_1(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)}}{2B_1} - \frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_1(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)}}{2B_1} \right) + \\ & + 2 \left(\frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_2(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_2} - \frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_1(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_1} \right) + \\ & + 2 \left(\frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_1(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)}}{2B_1} - \frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_2(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_2} \right) + \\ & + 2 \left(\frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_2(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_2} - \frac{-A_1 + \sqrt{A_1^2 + 4B_2(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_2} \right) + \\ & + 2 \left(\frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_2(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)}}{2B_2} - \frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_2(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб1}}^2)}}{2B_2} \right) + \\ & \left. + 6 \left(\frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_2(P_{\text{пл2}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_2} - \frac{-A_2 + \sqrt{A_2^2 + 4B_2(P_{\text{пл1}}^2 - P_{\text{заб2}}^2)}}{2B_2} \right) \right] \end{aligned} \quad (31)$$

Параметры работы скважины	Единицы измерения	№ скважины					
		Режим отбора газа			Режим закачки газа		
		1	2	3	1	2	3
Параметры работы скважин за 1 месяц анализируемого периода							
Дебит газа Q_1	тыс. м ³ /сут	243,37	246,55	75,27	22,04	135,73	42,69
Пластовое давление $P_{\text{пл1}}$	МПа	6,14	6,13	6,14	7,13	7,64	7,68
Забойное давление $P_{\text{заб1}}$	МПа	5,52	5,43	5,84	7,40	8,06	7,86
Коэффициент фильтрационных сопротивлений A_1	10^{-2} МПа ² /тыс. м ³ /сут	1,10	0,48	4,56	17,67	4,23	4,75
Коэффициент фильтрационных сопротивлений B_1	10^{-2} МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²	0,0076	0,0113	0,0028	0,00001	0,0046	0,025
Параметры работы скважин за текущий месяц анализируемого периода							
Дебит газа Q_2	тыс. м ³ /сут	258,10	182,99	55,82	13,85	126,05	23,73
Пластовое давление, $P_{\text{пл2}}$	МПа	6,03	5,86	5,99	7,69	7,81	7,82
Забойное давление $P_{\text{заб2}}$	МПа	5,53	5,05	5,79	7,87	8,13	7,94
Коэффициент фильтрационных сопротивлений A_2	10^{-2} МПа ² /тыс. м ³ /сут	0,50	0,65	4,14	18,56	4,05	7,51
Коэффициент фильтрационных сопротивлений B_2	10^{-2} МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²	0,0068	0,023	0,0003	0,079	0,0004	0,026
Изменение параметров работы скважин за рассматриваемый период							
Изменение дебита газа ΔQ	тыс. м ³ /сут	14,73	-63,56	-19,45	-8,19	-9,68	-18,96
Изменение пластового давления $\Delta P_{\text{пл}}$	МПа	-0,11	-0,27	-0,15	0,56	0,17	0,14
Изменение забойного давления $\Delta P_{\text{заб}}$	МПа	0,01	-0,38	-0,05	0,47	0,07	0,10
Изменение коэффициента ΔA	10^{-2} МПа ² /тыс. м ³ /сут	-0,6	0,17	-0,42	0,89	-0,18	2,76
Изменение коэффициента ΔB	10^{-2} МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²	-0,0008	0,011	-0,0025	0,079	-0,004	0,001

Табл. 5. Эксплуатационные параметры скважин ПХГ в цикле отбора при нелинейном законе фильтрации газа

Апробацию полученных рабочих формул для факторного анализа изменения дебита газа при нелинейном законе фильтрации газа, выполним по параметрам работы эксплуатационных скважин ПХГ в циклах отбора и закачки, представленных в таблице 5.

В таблице 6 и на рисунке 2 представлены результаты факторного анализа влияния отклонения пластового и забойного давлений, а также коэффициентов фильтрационных сопротивлений A и B на изменение дебита скважин ПХГ. Например, общее снижение дебита по эксплуатационной скважине № 2 в режиме отбора за анализируемый период составило 63,56 тыс. м³/сут, при этом по предварительному анализу данное изменение дебита на качественном уровне можно объяснить падением $P_{\text{пл}}$ и ростом коэффициентов A и B . Вместе с тем факторный анализ позволяет выполнить количественную оценку влияния факторов на изменение дебита за счет каждого из них, а именно, снижению пластового давления на 0,27 МПа соответствует отклонение дебита на -44,67 тыс. м³/сут, аналогично, снижению забойного давления на 0,38 МПа соответствует увеличение дебита на +55,53 тыс. м³/сут, и за счет роста коэффициентов фильтрационного сопротивления доля потерь дебита по газу составляет: $\Delta Q_A = -5,14$ тыс. м³/сут и $\Delta Q_B = -69,28$ тыс. м³/сут.

Обсуждение результатов

Основным преимуществом факторного анализа является возможность количественной оценки степени влияния таких факторов, как изменение пластового и забойного давлений, коэффициентов фильтрационных сопротивлений на отклонение дебита скважины в отрицательную или положительную сторону. В следствие чего, методы факторного анализа нашли широкое применение при планировании ГТМ и подборе скважин-кандидатов на нефтяных месторождениях (Sitnikov et al., 2015; Oleynikov, Cherkovskiy, 2019; Наугольнов и др., 2019). В данном случае, при рассмотрении нефтяных скважин используется интегральный метод детерминированного факторного анализа, и уравнение притока нефти к скважине можно представить в виде простой мультипликативной трехфакторной модели.

Не менее актуальным является разработка аналогичных решений для газовых скважин, в том числе и на ПХГ. Учитывая специфические особенности эксплуатации скважин на ПХГ, оценка эффективности ГТМ в связи со скоротечностью технологических процессов может проводиться либо в рамках одного периода (отбор или

закачка), либо сравнением текущего цикла с прошлогодними эксплуатационными параметрами. Применение мультипликативной трехфакторной модели, описывающей приток нефти к скважине для условий фильтрации газа по линейному закону, позволило по аналогии получить расчетные формулы для определения элементов структуры факторной системы.

Исследование применения методов факторного анализа для условий притока газа по нелинейному закону фильтрации показало, что уравнение вида (29) представляет сложную и нестандартную факторную модель, и применение готовых решений интегрального метода, разработанных для простых моделей, не представляется возможным. Готовые решения, полученные в статье методом полных подстановок, для проведения факторного анализа газовых скважин, особенно, при нелинейной фильтрации газа позволяют устраниТЬ частично данный пробел.

Анализ применимости полученных формул для проведения факторного анализа при фильтрации газа по линейному закону показал, что итоги проведения факторного анализа методом полных подстановок для кратной и мультипликативной моделей идентичны, а также совпадают с результатами, полученными для мультипликативной модели интегральным методом. Тем не менее, следует отметить, что рабочие формулы (20–22) расчета факторов влияния интегральным методом для комбинированной кратной модели (12) в своей структуре имеют множитель $1/(A_2 - A_1)$, поэтому условием применимости формул будет

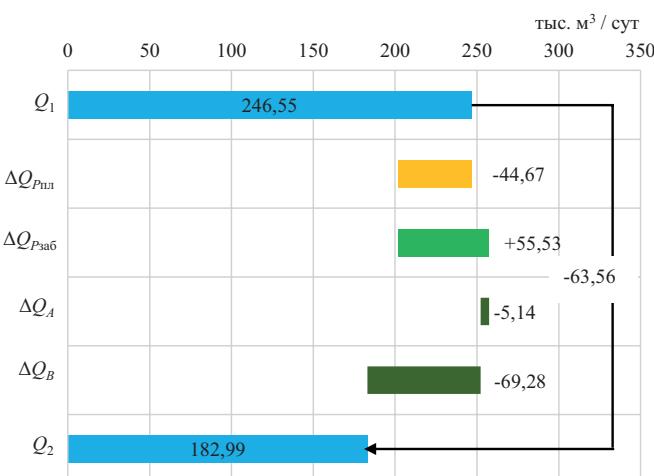


Рис. 2. Результаты апробации факторного анализа технологического режима работы скважины №2 при нелинейной фильтрации газа

№ скв.	Фактическое изменение дебита газа ΔQ , тыс. м ³ /сут	Изменение дебита газа за счет пластового давления $\Delta Q_{P_{\text{пл}}}$, тыс. м ³ /сут	Изменение дебита газа за счет забойного давления $\Delta Q_{P_{\text{заб}}}$, тыс. м ³ /сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента A , ΔQ_A , тыс. м ³ /сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента B , ΔQ_B , тыс. м ³ /сут	Суммарное изменение дебита газа за счет всех факторов $\Delta Q_{\text{расч.}}$, тыс. м ³ /сут
Режим отбора газа						
1	14,73	-29,07	-1,51	34,10	11,21	14,73
2	-63,56	-44,67	55,53	-5,14	-69,28	-63,56
3	-19,45	-38,08	9,99	6,08	2,56	-19,45
Режим закачки газа						
1	-8,19	-42,96	38,72	-0,69	-3,26	-8,19
2	-9,68	-54,34	24,02	4,89	15,75	-9,68
3	-18,96	-27,73	19,92	-10,98	-0,17	-18,96

Табл. 6. Изменение эксплуатационных параметров скважин ПХГ в цикле отбора при нелинейном законе фильтрации газа

$A_1 \neq A_2$. Что касается применения формул для факторного анализа при фильтрации газа по нелинейному закону, то в связи с наличием подкоренного выражения в формулах (30) при использовании метода полных подстановок условием применимости в цикле отбора газа будет неравенство $P_{\text{пл}2} > P_{\text{заб}1}$, а в случае проведения факторного анализа параметров скважин, работающих в цикле закачки требуется выполнения условия $P_{\text{пл}2} > P_{\text{заб}1}$.

Полученные в статье результаты показали, что существующие методические приемы по сравнению эксплуатационных параметров скважин за анализируемый период времени без использования методов факторного анализа не дают объективной оценки причин снижения/увеличения дебита скважины по динамике их изменения. Тем не менее, в настоящее время для сопоставления дебитов скважин на ПХГ применяются подходы с приведением параметров скважин к общим геолого-технологическим условиям на начальный или текущий период времени. Так, в работе (Свинцов и др., 2017) авторами рассматривается методика оценки эффективности ГТМ на скважинах ПХГ. В применении к рассматриваемому в настоящей работе анализу притока к газовой скважине указанная методика заключается в сравнении изменений параметров скважины за расчетный период путем фиксации пластового и забойного давлений на начальный период времени и определении приращения дебита за счет коэффициентов A и B . Следуя данному подходу и фиксируя каждый из влияющих на величину дебита параметров, можно определить приращение дебита скважины за счет каждого из факторов, что может рассматриваться как один из возможных вариантов подстановок переменных.

Используя данную методику, выполнены расчеты приращения дебитов за счет влияния каждого фактора. Результаты расчетов представлены в табл. 7. Сопоставление рассчитанных оценок, полученных с применением анализируемой методики и метода полных подстановок, приведено на рисунке 3. Как видно, полученные величины степени влияния факторов имеют достаточно близкие значения. Вместе с тем следует отметить, что при применении методики (Свинцов и др., 2017) суммарное изменение дебита газа за счет влияния всех факторов не равно фактическому изменению, тогда как факторный анализ методом полных подстановок позволяет оценить приращение дебита по всем возможным вариантам подстановок, при этом суммарное изменение дебита газа равно фактическому.

Заключение

В статье рассмотрены вопросы применения методов факторного анализа причин изменения параметров работы

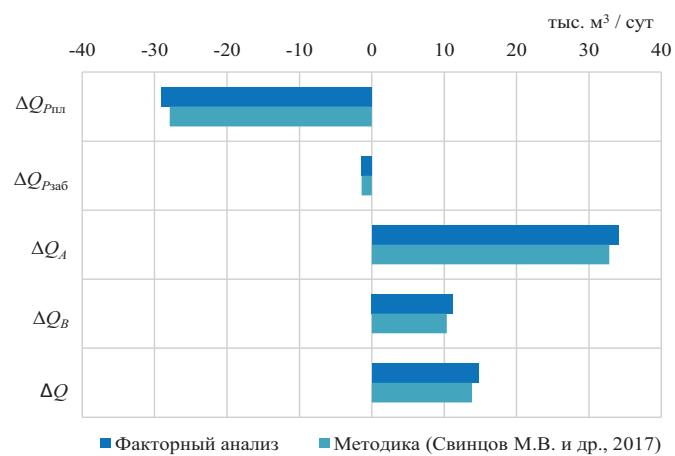


Рис. 3. Графическое сравнение результатов расчета изменения дебита скважины с использованием факторного анализа и методики (Свинцов и др., 2017)

газовых скважин при линейном и нелинейном законах фильтрации газа. Для уравнения притока газа при нелинейном законе фильтрации, представляющего нестандартную факторную модель, выполнено обоснование и исследование метода полных подстановок, достоинством которого является возможность выработки решений для факторных моделей любого типа. С использованием методов детерминированного факторного анализа разработаны и апробированы алгоритмы для количественной оценки степени влияния коэффициентов фильтрационных сопротивлений, пластового и забойного давлений на отклонение дебита эксплуатационных скважин на газовых месторождениях или ПХГ.

Развитие инструментов факторного анализа параметров работы газовых скважин и их ранжирование по факторам на месторождениях и ПХГ способствуют решению ряда важнейших задач по управлению процессами добычи (закачки) газа и планированию ГТМ.

Литература

- Ахмедов К.С., Аршинова Н.М., Семеняк А.А. (2014). Методика планирования геолого-технических мероприятий на фонде скважин газовых месторождений. *Нефтепромысловое дело*, 2, с. 18-23.
- Баканов М.И., Шеремет А.Д. (2002). Теория экономического анализа. М: Финансы и статистика, 416 с.
- Блюмин С.Л., Суханов В.Ф., Чеботарев С.В. (2004). Экономический факторный анализ. Липецк: ЛЭГИ, 148 с.
- Васильев В. А., Гришин Д. В., Голод Г. С., Епишов А.П., Гунькина Т.А., Машков В.А. (2016). Теория и практика эксплуатации подземных хранилищ газа в условиях разрушения пласта-коллектора. М: ТПС Принт, 264 с.
- Вержбицкий В.В., Щекин А.И., Васильев В.А., Гунькина Т.А., Хандзель А.В. (2020). Проблемы повышения производительности скважин на подземных хранилищах газа. *Булгатовские чтения*, т. 2, с. 98-102.

Методика расчета	Фактическое изменение дебита газа ΔQ , тыс. м ³ /сут	Изменение дебита газа за счет пластового давления $\Delta Q_{\text{пл}}$, тыс. м ³ /сут	Изменение дебита газа за счет забойного давления $\Delta Q_{\text{заб}}$, тыс. м ³ /сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента A , ΔQ_A , тыс. м ³ /сут	Изменение дебита газа за счет коэффициента B , ΔQ_B , тыс. м ³ /сут	Суммарное изменение дебита газа $\Delta Q_{\text{расч}}$, тыс. м ³ /сут	Отклонение суммарного изменения дебита газа от фактического значения $\Delta Q - \Delta Q_{\text{расч}}$, тыс. м ³ /сут
Факторный анализ	14,73	-29,07	-1,51	34,10	11,21	14,73	0,00
Методика (Свинцов М.В. и др., 2017)	14,73	-27,90	-1,39	32,80	10,34	13,86	0,87

Табл. 7. Результаты расчета приращений дебита с использованием факторного анализа и методики (Свинцов и др., 2017)

Гарайшин А.С., Григорьев А.В., Хан С.А., Ковалев А.А. (2015). Основные проблемы и пути решения интеллектуализации подземных хранилищ газа в России. *Вестник газовой науки*, 3(23), с. 73–78.

Голопузов Е.Н., Шадринцев А.И. (2006). Факторный анализ и математическое обоснование в его реализации. *Экономический анализ: теория и практика*, 16(73), с. 19–28.

Голопузов Е.Н., Шадринцев А.И. (2006). Математическое обоснование при экономическом анализе дробных функций. *Экономический анализ: теория и практика*, 20(77), с. 44–54.

Еремин Н.А., Королёв М.А., Степанян А.А., Столяров В.Е. (2019). Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов. *Газовая промышленность*, 4, с. 108–119.

Наугольнов М.В., Растегаева Е.В., Зулькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н. (2019). Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 1(11), с. 34–38. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-34-38>

Свинцов М.В., Беленко П.С., Хандзель А. В. (2017). Технология и методика оценки эффективности ремонта скважины подземного хранилища газа в режиме отбора газа с использованием промысловых данных. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: материалы всероссийской научно-практической конференции. Ставрополь: ТЭСЭРА, с. 283–289.

Толпаев В.А., Ахмедов К.С., Петросянц М.Т. (2017) Кластерный анализ скважинного фонда месторождения как методологическая основа планирования ГТМ. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 3, с. 26–35.

Трухаев Р.И., Горшков И.С. (1985). Факторный анализ в организационных системах. М: Радио и связь, 184 с.

Хан С.А., Шайхутдинов А.З., Чугунов А.В., Михайловский А.А. (2019). Актуальные направления научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах. *Вестник газовой науки*, специ выпуск, с. 30–37.

Friedel T., Voigt H.-D. (2006). Investigation of non-Darcy flow in tight-gas reservoirs with fractured wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54, pp. 112–128. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.07.002>

Li D., Engler T. W. (2001). Literature Review on Correlations of the Non-Darcy Coefficient. *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. SPE 70015. <https://doi.org/10.2118/70015-MS>

Oleynikov V., Cherkovskiy N. (2019). Factor Analysis of Basic Production. V. Oleynikov. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. SPE 196853, p. 13. <https://doi.org/10.2118/196853-MS>

Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Margarit A.S., Akhmetov A.V., Naugolnov M.V., Kozhevnikov E.A., Savelev O.Yu. (2015). Proactive Block-Factor Analysis of Oil Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE 176572, p.16. <https://doi.org/10.2118/176572-MS>

Сведения об авторах

Александр Иванович Щекин – кандидат тех. наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Вячеслав Владимирович Вержбецкий – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Татьяна Александровна Гунькина – кандидат тех. наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Александр Владиславович Хандзель – кандидат тех. наук; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Северо-Кавказский федеральный университет
Россия, 355035, Ставрополь, пр. Кулакова, д. 16/1

Статья поступила в редакцию 04.02.2022;
Принята к публикации 04.04.2022; Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Factor analysis of gas wells' operating parameters

A.I. Shchekin, V.V. Verzhbitsky, T.A. Gunkina, A.V. Handzel*

North-Caucasus Federal University, Stavropol, Russian Federation

Corresponding author: Alexander I. Shchekin, e-mail: ashchekin@ncfu.ru

Abstract. The paper discusses methodological approaches to the use of deterministic factor analysis for identifying the sources of changes in gas wells' parameters under steady-state gas inflow obeying linear and non-linear filtration laws. Factor analysis methods make it possible to quantify the degree of influence of individual factors on the deviation of the indicator under study. In accordance with the methodology of factor analysis, mathematical models of the factor system were substantiated for linear and non-linear gas filtration, a set of factors of influence was determined, and ready-made solutions for factor analysis of gas wells' operating parameters were obtained. In the paper, the method of weighted finite differences was substantiated and investigated with the aim of factor analyzing gas wells' mode of operation and obtaining formulas to calculate the increment in gas production caused by changes in factors. Approbation of working formulas for assessing the degree of influence of factors on either positive or negative deviations in the gas flow rate was carried out with respect to the parameters of the wells of underground

gas storages in the cycles of withdrawal and injection. The obtained formulas for factor analysis of gas wells make it possible to quantify the influence of such factors as reservoir and bottomhole pressures, filtration resistance coefficients, on the deviation of gas flow rate. Further ranking of wells by factors constitutes the basis for managing gas withdrawal (injection) processes and for well interventions planning.

Keywords: factor analysis, gas wells, mode of operation, underground gas storage facility, well interventions

Recommended citation: Shchekin A.I., Verzhbitsky V.V., Gunkina T.A., Handzel A.V. (2022). Factor analysis of gas wells' operating parameters. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 139–148. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.12>

References

Akhmedov K.S., Arshinova N.M., Semenyak A.A. (2014). The method of planning geological-technical activities to be performed at the gas wells fund. *Neftepromyslovoe delo*, 2, pp. 18–23. (In Russ.)

- Bakanov M.I., Sheremet A.D. (2002). Theory of economic analysis. Moscow: Finansy i statistika, 416 p. (In Russ.)
- Blyumin S.L., Sukhanov V.F., Chebotarev S.V. (2004). Economic factor analysis. Lipetsk: LEGI, 148 p. (In Russ.)
- Garayshin A.S., Grigor'ev A.V., Khan S.A., Kovalev A.A. (2015). The main problems and ways to solve the intellectualization of underground gas storage facilities in Russia. *Vesti gazovoy nauki*, 3(23), pp. 73-78. (In Russ.)
- Golopuzov E.N., Shadrinsev A.I. (2006). Factor analysis and mathematical justification in its implementation. *Economic Analysis: Theory and Practice = Ekonomicheskiy analiz: teoriya i praktika*, 16(73), pp. 19-28. (In Russ.)
- Golopuzov E.N., Shadrinsev A.I. (2006). Mathematical justification in the economic analysis of fractional functions. *Economic Analysis: Theory and Practice = Ekonomicheskiy analiz: teoriya i praktika*, 20(77), pp. 44-54. (In Russ.)
- Eremin N.A., Korolev M.A., Stepanyan A.A., Stolyarov V.E. (2019). Features of the digital transformation of assets in the implementation of investment oil and gas projects. *Gazovaya promyshlennost'*, 4, pp. 108-119. (In Russ.)
- Friedel T., Voigt H.-D. (2006). Investigation of non-Darcy flow in tight-gas reservoirs with fractured wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 54, pp. 112-128. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.07.002>
- Khan S.A., Shaykhutdinov A.Z., Chugunov A.V., Mikhaylovskiy A.A. (2019). Actual directions of scientific research in the field of gas storage technologies in reservoirs. *Vesti gazovoy nauki*, special issue, pp. 30-37. (In Russ.)
- Li D., Engler T. W. (2001). Literature Review on Correlations of the Non-Darcy Coefficient. *SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. SPE 70015. <https://doi.org/10.2118/70015-MS>
- Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. (2019). Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. PRONEFT', 1(11), pp. 34-38. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-1-34-38> (In Russ.)
- Oleynikov V., Cherkovskiy N. (2019). Factor Analysis of Basic Production. V. Oleynikov. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. SPE 196853, p. 13. <https://doi.org/10.2118/196853-MS>
- Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Margarit A.S., Akhmetov A.V., Naugolnov M.V., Kozhevnikov E.A., Savelev O.Yu. (2015). Proactive Block-Factor Analysis of Oil Field Development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, SPE 176572, p. 16. <https://doi.org/10.2118/176572-MS>
- Svintsov M.V., Belenko P.S., Khandzel' A. V. (2017). Technology and methodology for evaluating the efficiency of repairing a well of an underground gas storage facility in the gas withdrawal mode using field data.
- Proc. All-Russ. sci. and pract. conf.: Innovative technologies in the oil and gas industry*. Stavropol: TESERA, pp. 283-289. (In Russ.)
- Tolpaev V.A., Akhmedov K.S., Petrosyants M.T. (2017). Cluster analysis of a field gas wells as a methodological basis of planning geological-technological measures (gtm). *Automation, telemechanization and communication in oil industry = Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v nefyanoy promyshlennosti*, 3, pp. 26-35. (In Russ.)
- Trukhaev R.I., Gorshkov I.S. (1985). Factor analysis in organizational systems. Moscow: *Radio i svyaz*, 184 p. (In Russ.)
- Vasiliev V. A., Grishin D. V., Golod G. S., Epishov A.P., Gunkina T.A., Mashkov V.A. (2016). Theory and practice of operation of underground gas storage facilities in conditions of reservoir failure. Moscow: TPS Print, 264 p. (In Russ.)
- Verzhbitskiy V.V., Shchekin A.I., Vasiliev V.A., Gunkina T.A., Khandzel A.V. (2020). Problems of improving the productivity of wells in underground gas storages. *Bulatov Readings*, vol. 2, pp. 98-102. (In Russ.)

About the authors

Alexander I. Shchekin – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Vyacheslav V. Verzhbitsky – Senior Lecturer, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Tatiana A. Gunkina – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

Alexander V. Handzel – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Field Development and Operation, North-Caucasus Federal University

16/1 Kulakov Av., Stavropol, 355035, Russian Federation

*Manuscript received 4 February 2022;
Accepted 4 April 2022; Published 30 September 2022*