

## МАТЕМАТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ И ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

<sup>1</sup>К.К.Сейлханов, <sup>1</sup>Б.Т.Мурзагалиев, <sup>2</sup>Ж.Т.Даулетжанова✉, <sup>1</sup>М.Т.Сейлханова, <sup>1</sup>С.Бахтияр

<sup>1</sup>Товарищество с ограниченной ответственностью «ГЦПК «Кәсіпкер», Астана, Казахстан,

<sup>2</sup>Казахский университет технологии и бизнеса имени К. Кулажанова, Астана, Казахстан

✉Корреспондент-автор: Kaliyeva\_zhanna@mail.ru

В научной статье описан математический метод расчета количеств углеводородных газов на разных этапах переработки углеводородного сырья, начиная от смешивания потоков углеводородного сырья и заканчивая контролем точности выходов продукции. Такой комплексный подход обеспечивает системное улучшение всех процессов переработки. Научная статья содержит примеры расчетов, что делает методику доступной для использования специалистами в отрасли. Это позволяет легко адаптировать и применять предложенные методы в различных производственных условиях. Эти аспекты подчеркивают высокую значимость и инновационность выполненной научной работы, способствуя решению актуальных проблем переработки углеводородного сырья и повышению эффективности нефтехимической промышленности.

**Ключевые слова:** углеводородные газы, состав газа, методика расчета газовых смесей, материальный баланс газовых смесей.

## КӨМІРСУТЕК ГАЗДАРЫН ӨНДЕУ ЖӘНЕ ДАЙЫНДАУ КЕЗІНДЕ ТАУАРЛЫҚ ӨНІМДЕРДІ АНЫҚТАУДЫҢ МАТЕМАТИКАЛЫҚ ӘДІСІ

<sup>1</sup>К.К.Сейлханов, <sup>1</sup>Б.Т.Мурзагалиев, <sup>2</sup>Ж.Т.Даулетжанова✉,

<sup>1</sup>М.Т.Сейлханова, <sup>1</sup>С.Бахтияр

<sup>1</sup>Жауапкершілігі шектеулі серіктестік «ГЦПК «Кәсіпкер», Астана, Қазақстан

<sup>2</sup>Қ.Құлажанов атындағы Қазақ технология және бизнес университеті, Астана, Қазақстан,

e-mail: Kaliyeva\_zhanna@mail.ru

Ғылыми мақалада көмірсутектерді өндеудің әртүрлі кезеңдерінде көмірсутекті қоректік ағындарды араластырудан бастап өнім шығымының дәлдігін бақылауға дейін көмірсутекті газдардың мөлшерін есептеудің математикалық әдісі сипатталған. Бұл кешенді тәсіл өндеудің барлық процестерін жүйелі түрде жақсартуды қамтамасыз етеді. Ғылыми мақалада есептеу мысалдары келтірілген, бұл әдістемені сала мамандарына қолжетімді етеді. Бұл ұсынылған әдістерді әртүрлі өндірістік жағдайларда бейімдеуді және қолдануды жеңілдетеді. Бұл аспектілер көмірсутекті өндеудің өзекті мәселелерін шешуге және мұнай-химия өнеркәсібінің тиімділігін арттыруға ықпал ететін атқарылған ғылыми жұмыстардың жоғары маңыздылығы мен жаңашылдығын көрсетеді.

**Түйін сөздер:** көмірсутекті газдар, газ құрамы, газ қоспаларын есептеу әдістері, газ қоспаларының материалдық балансы.

## MATHEMATICAL METHOD FOR DETERMINING COMMERCIAL PRODUCTS DURING PROCESSING AND PREPARATION OF HYDROCARBON GASES

<sup>1</sup>К.К.Seilkhanov, <sup>1</sup>В.Т.Murzagaliev, <sup>2</sup>Zh.Т. Dautletzhanova✉,<sup>1</sup>М.Т.Seilkhanova, <sup>1</sup>С.Вakhtiyar<sup>1</sup>Limited liability partnership «ГЦПК «Кәсіпкер», Astana, Kazakhstan,<sup>2</sup>Kazakh University of Technology and Business named after K. Kulazhanov, Astana, Kazakhstan,

e-mail: Kaliyeva\_zhanna@mail.ru

The scientific article describes a mathematical method for calculating the amounts of hydrocarbon gases at different stages of hydrocarbon processing, starting from mixing hydrocarbon feed streams and ending with monitoring the accuracy of product yields. This integrated approach ensures systemic improvement of all processing processes. The scientific article contains examples of calculations, which makes the methodology accessible for use by industry specialists. This makes it easy to adapt and apply the proposed methods in various production conditions. These aspects emphasize the high significance and innovativeness of the scientific work performed, contributing to solving pressing problems of hydrocarbon processing and increasing the efficiency of the petrochemical industry.

**Keywords:** hydrocarbon gases, gas composition, methods for calculating gas mixtures, material balance of gas mixtures.

**Введение.** В последние годы все большую долю сырья в нефтехимической промышленности занимают попутные газы нефтяных месторождений. Добыча, транспортировка, переработка и хранение углеводородного сырья, такого как природный газ и попутный нефтяной газ, играет ключевую роль в нефтехимической промышленности и энергетическом секторе [1]. Повышение эффективности переработки углеводородного сырья может значительно повысить экономическую эффективность нефтегазовых компаний и улучшить экономические показатели страны. Интеграция современных технологий - внедрение современных методов вычислений технологии разделения, адсорбционные и абсорбционные процессы, позволяет значительно улучшить процесс переработки углеводородного сырья и повысить выход целевых продуктов [2].

Сокращение выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов является приоритетом в глобальной экологии. Эффективная переработка попутного нефтяного газа позволяет уменьшить объемы сжигания газа на факелах, что способствует снижению экологической нагрузки на окружающую среду [3].

Переработка углеводородного сырья, такого как природный газ, попутный нефтяной газ или иной углеводородный газ, является актуальным,

сложным многоэтапным процессом. На каждом этапе переработки происходит выделение различных продуктов, включая товарный газ, сжиженный нефтяной газ, сжиженный углеводородный газ, конденсат и другие углеводороды. Для обеспечения точности в определении количества этих продуктов используются различные методики, основанные на материальных балансах, физических и химических свойствах сырья, а также на данных, полученных с помощью аналитических методов [4].

Определение количества товарного газа, СНГ, СУГ, конденсата и других продуктов при переработке углеводородного сырья является критически важным этапом, влияющим на экономическую эффективность и экологическую безопасность производства. Развитие методов материального баланса, использование передовых аналитических технологий и оптимизация технологических процессов позволяют достигать высокой точности и надежности расчетов. Важное значение имеет также постоянное совершенствование технологических установок и внедрение инновационных решений, направленных на снижение потерь и минимизацию воздействия на окружающую среду [5].

Месторождения углеводородного сырья часто расположены в отдаленных районах, что дела-

ет транспортировку газа капиталоемкой. Разработка методов переработки газа непосредственно на месте его добычи может существенно снизить затраты на транспортировку и повысить рентабельность производства. Методы расчета количества углеводородной продукции играют ключевую роль в повышении экономической и экологической эффективности процессов переработки углеводородного сырья. Точные расчеты материальных балансов и использование передовых аналитических технологий позволяют оптимизировать производственные процессы, снизить затраты и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду. Применение этих методов способствует достижению устойчивого развития нефтегазовой промышленности, обеспечивая баланс между экономическими выгодами и экологической ответственностью.

Проекты по сокращению объемов сжигания ПНГ носят, в основном, экологическую направленность. Положительный эффект заключается в снижении выбросов значительного количества загрязняющих веществ (ЗВ) и парниковых газов в атмосферу. Исторически нормативно-правовые акты и регулирующие документы в России недостаточно стимулировали нефтяные компании к минимизации факельного сжигания газа и повышения уровня его эффективного использования [6].

**Материалы и методы.** В настоящее время использование механизмов Киотского протокола помогают за счет продажи единиц сокращения выбросов (ЕСВ) снизить уровень антропогенного воздействия на окружающую среду, а также значительно улучшить экономические показатели проектов эффективного использования ПНГ и компенсировать часть затрат на создание инфраструктуры для утилизации попутного газа [7]. В настоящее время вследствие ужесточения требований по выбросам ЗВ возникли соответствующие нормативы, по которым в факелах разрешается сжигать не более 5 % произведенного ПНГ. При повышении этого уровня к плате за выбросы ЗВ дополнительно применяются повышающие коэффициенты. Если узлы учета ПНГ не установлены, данный коэффициент применяется рав-

ным 120. Штрафы за сжигание ПНГ относительно невысоки, но снижение цены на нефть и так привело к достаточно большим убыткам для нефтяных компаний [8]. Во многих странах проекты добычи трудноизвлекаемой нефти вследствие снижения цен стали нерентабельными. В России уже приостановлены разработки некоторых новых нефтяных месторождений. Поскольку для нефтехимической промышленности ПНГ является основным сырьем, без которого она не может функционировать, длительная эксплуатация существующих месторождений, без ввода новых, может привести к дефициту сырья для нефтегазохимической промышленности, которая на сегодняшний день, в среднем, загружена всего лишь на 40 %. Учитывая то, что на долю нефтехимической промышленности приходится около 60% промышленной продукции страны и более 7% налоговых платежей, допущение такой ситуации сильно отразится на экономике страны.

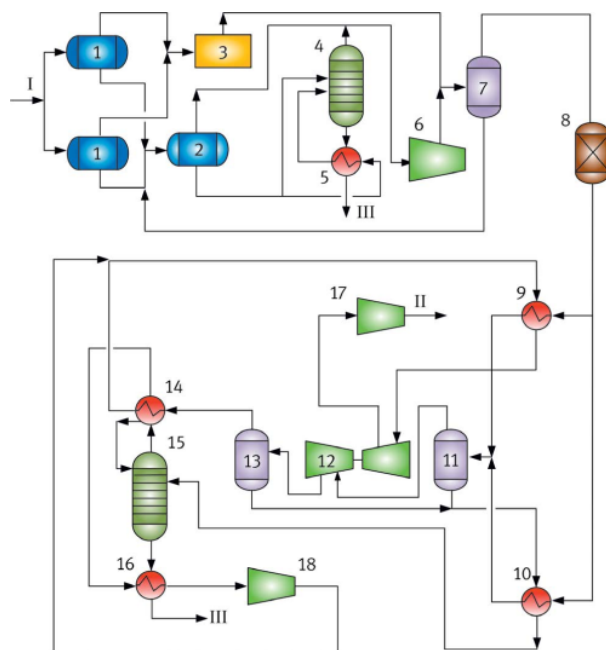
Низкий уровень утилизации ресурсов нефтехимии является одной из наиболее острых современных проблем в развитии нефтегазового сектора России [9].

Подробная схема приведена на рис.1. пластовая газожидкостная смесь поступает в блоки пробкоуловителей 1, где происходит разделение газожидкостной смеси на газ углеводородный и конденсат. От блоков пробкоуловителя 1 газ направляется через аппарат воздушного охлаждения 3 на установку адсорбционной осушки, в состав которой входят фильтры-сепараторы 7 и группа адсорберов 8. По мере заполнения адсорбционного слоя влагой, каждый из адсорберов выводится в режим «регенерации» горячим газом, после чего охлаждается и включается в режим «осушки». Осушенный газ от установки адсорбционной осушки двумя параллельными потоками подается в блоки теплообменников. Первый поток: блок теплообменников 9, где охлаждается до температуры минус 5–15°C газом из низкотемпературного сепаратора 13. Второй поток: блок теплообменников 10, где охлаждается до температуры минус 25–35°C газовым конденсатом из низкотемпературного сепаратора 13. Смешанный газ от теплообменников 9, 10 с температурой

минус 20–30°C подается в промежуточные сепараторы 11, а затем на турбодетандерного агрегата 12, где температура газа понижается до минус 50–60°C. Охлажденный двухфазный поток отводится в низкотемпературные сепараторы 13, откуда газ подается в дефлегматор колонны низкотемпературной ректификации 15, затем — в рекуперативный теплообменник 9, компримируется в компрессоре турбодетандерного агрегата 12 и направляется на прием компрессоров внешнего транспорта товарного газа 17. Конденсат из блоков пробкоуловителей 1 отводится в разделитель 2, где происходит отделение конденсата от пластовой воды и разгазирование при давлении 2,5–3,5 МПа. Газ выветривания подается на газоперекачивающие агрегаты 6, а затем смешивается с основным потоком газа, направляемого в блок адсорбционной осушки. Газовый конденсат из разделителя 2 подается в колонну горячей деэтанализации 4. Конденсат подается в колонну двумя потоками: первый — в верхнюю часть колонны, второй — в среднюю часть колонны, предварительно подогреваясь в рекуперативном теплообменнике 5. Параметры работы колонны горячей деэтанализации 4: температура верха колонны равна 10–35°C, температура низа — 140–200°C. Подвод тепла осуществляется за счет циркуляции кубового продукта через подогреватели, в качестве которых могут выступать как огневые подогреватели, так и теплообменники с циркулирующим промежуточным теплоносителем. Газ деэтанализации колонны 4 смешивается с газом выветривания, поступающим на компрессоры 6. Деэтанализированный газовый конденсат с куба колонны 4 подается в рекуперативный теплообменник 5, а затем в блок насосный внешнего транспорта. Нестабильный конденсат из низкотемпературных сепараторов 13, смешивается с конденсатом из промежуточных сепараторов 11 и с температурой минус 40–60°C, подогревается в рекуперативных теплообменниках 10 и подается в колонну низкотемпературной ректификации 15. Параметры работы колонны низкотемпературной ректификации: давление 2–3 МПа, температура верха — минус 20–30°C, температура низа колонны — 80–120°C. Подвод тепла

продукта через подогреватели. Дистиллят колонны 15 поступает в дефлегматор 14, где охлаждается газом из низкотемпературного сепаратора 13 до температуры минус 40–50°C, при этом выделившийся из газа конденсат (преимущественно пропан и бутан) отбивается на насадках дефлегматора и возвращается на верхнюю тарелку колонны в качестве орошения. Затем осушенный газ охлаждает пропан-бутановую фракцию в рекуперативных теплообменниках 16, компримируется в агрегатах 16 и смешивается с товарным осушенным газом, который соответствует СТО 089–2010. Пропан-бутановая фракция с куба колонны 15 подается в рекуперативный теплообменник 16, а затем направляется в блок насосный внешнего транспорта.

Основные отличительные особенности этой установки заключаются в использовании технических решений, которые до сих пор, в основном, применялись на газоперерабатывающих заводах, в частности: предотвращение процессов гидратообразования осуществляется путем осушки сырого газа в блоке адсорберов; глубокое извлечение пропана осуществляется с применением колонны низкотемпературной сепарации [10].



**Рис. 1 - Технологическая схема установки комплексной подготовки природного газа с глубоким извлечением углеводородов C<sub>3+</sub>**

I – нестабильный газовый конденсат; II – товарный осушенный газ; III – деэтанализованный газовый конденсат в блок насосной внешнего транспорта  
 $M_{\text{сырье}} = M_{\text{газ}} + M_{\text{СНГ}} + M_{\text{СУГ}} + M_{\text{конденсат}} + M_{\text{потери}}$

где  $M_{\text{сырье}}$  – масса исходного сырья,  $M_{\text{газ}}$  – масса товарного газа,  $M_{\text{СНГ}}$  – масса сжиженного нефтяного газа,  $M_{\text{СУГ}}$  – масса сжиженного углеводородного газа,  $M_{\text{конденсат}}$  – масса конденсата,  $M_{\text{потери}}$  – масса потерь.

Расчет количества товарного газа:

$$M_{\text{газ}} = M_{\text{сырье}} \cdot K_{\text{газ}}$$

где  $K_{\text{газ}}$  – коэффициент извлечения товарного газа.

Расчет количества сжиженного нефтяного газа:

$$M_{\text{СНГ}} = M_{\text{сырье}} \cdot K_{\text{СНГ}}$$

где  $K_{\text{СНГ}}$  – коэффициент извлечения сжиженного нефтяного газа.

Расчет количества сжиженного углеводородного газа:

$$M_{\text{СУГ}} = M_{\text{сырье}} \cdot K_{\text{СУГ}}$$

где  $K_{\text{СУГ}}$  – коэффициент извлечения сжиженного углеводородного газа.

Расчет количества конденсата:

$$M_{\text{конденсат}} = M_{\text{сырье}} \cdot K_{\text{конденсат}}$$

где  $K_{\text{конденсат}}$  – коэффициент извлечения конденсата.

Пример расчета

Исходные данные:

Состав сырья: метан (70%), этан (10%), пропан (8%), бутан (5%), пентан и тяжелее (7%). Объем сырья: 10000 м<sup>3</sup>. Коэффициенты извлечения: товарный газ (85%), СНГ (5%), СУГ (7%), конденсат (3%).

Расчет:

Масса товарного газа:

$$M_{\text{газ}} = 10000 \text{ м}^3 \cdot 0.85 = 8500 \text{ м}^3$$

Масса сжиженного нефтяного газа:

$$M_{\text{СНГ}} = 10000 \text{ м}^3 \cdot 0.05 = 500 \text{ м}^3$$

Масса сжиженного углеводородного газа:

$$M_{\text{СУГ}} = 10000 \text{ м}^3 \cdot 0.07 = 700 \text{ м}^3$$

Масса конденсата:

$$M_{\text{конденсат}} = 10000 \text{ м}^3 \cdot 0.03 = 300 \text{ м}^3$$

Таким образом, из 10000 м<sup>3</sup> исходного сырья получается 8500 м<sup>3</sup> товарного газа, 500 м<sup>3</sup> сжиженного нефтяного газа, 700 м<sup>3</sup> сжиженного углеводородного газа и 300 м<sup>3</sup> конденсата.

**Результаты и обсуждение.** Этот метод позволяет точно рассчитать количество получаемых продуктов на основе исходных данных и коэффициентов извлечения, что важно для планирования и оптимизации процессов переработки углеводородного сырья. Расчет общего объема смеси углеводородного сырья  $V_{\text{СУС}}$ , тыс. м<sup>3</sup>, определяется по следующей формуле:

$$V_{\text{СУС}} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (1)$$

где  $V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$  – объемы потоков углеводородного сырья, поступающих в общую смесь углеводородного сырья, тыс. м<sup>3</sup>.

Расчет доли  $i$ -того потока углеводородного сырья  $\omega_i$ , от общего количества смеси углеводородного сырья определяется, по следующей формуле:

$$\omega_i = \frac{V_i}{V_{\text{СУС}}} \quad (2)$$

Расчет мольной доли  $j$ -того компонента смеси углеводородного сырья,  $x_j$ , % (моль), определяется по следующей формуле:

$$x_j = \sum_{i=1}^n x_i^j \times \omega_i \quad (3)$$

где,  $x_i^j$  – мольная доля  $j$ -того компонента,  $i$ -того потока углеводородного сырья поступающего в общую смесь углеводородного сырья, % (моль). Метод пересчета смеси углеводородного сырья по составу и определение количества выхода продукции –  $n, n, n$ , определяется по соотношению

$$(n_{\text{СУС}}^{\text{II}}, n_{\text{СУС}}^{\text{СУГ}}, n_{\text{СУС}}^{\text{конд}}, n_{\text{C2}}^{\text{СУС}}, n_{\text{C4}}^{\text{СУС}}, n_{\text{C5}}^{\text{СУС}}, n_{\text{C6}}^{\text{СУС}}, \dots, n_{\text{CO2}}^{\text{СУС}}, n_{\text{N2}}^{\text{СУС}}, \dots) = \vec{\Omega}_0 \times A^{-1} \quad (4)$$

где,  $A$  – является матрицей от состава  $\vec{\Omega}_{\text{II}}, \vec{\Omega}_{\text{СУГ}}, \vec{\Omega}_{\text{конд}}$ :

$$A = \begin{pmatrix} \overline{\Omega} \\ \overline{\Omega} \\ \overline{\Omega} \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 1 \end{pmatrix} \quad (5)$$

Разница между количеством углеводородного вещества в установках и технологических трубопроводах в начале и в конце расчетного периода,  $\Delta \overline{N}_{\text{запас}}$ , определяется как:

$$\Delta \overline{N}_{\text{запас}} = (0, 0, 0, n_{C_2}^{\text{СУС}}, n_{C_4}^{\text{СУС}}, n_{C_5}^{\text{СУС}}, n_{C_6}^{\text{СУС}}, \dots, n_{CO_2}^{\text{СУС}}, n_{N_2}^{\text{СУС}}, \dots) \quad (6)$$

Выражение  $A^{-1}$  является обозначением обратной матрицы, определяется на основе автоматизированных методов или в соответствии [11] осуществляется по формуле:

$$k_{\text{СУГ}} = \frac{n_{\text{СУГ}}}{n_{\text{СУС}}} + \frac{n_{\text{СУГ}} \times |\Delta \overline{N}_{\text{запас}}|}{n_{\text{СУС}}} \quad (9)$$

$$A^{-1} = \frac{1}{|A|} \times S^T \quad (7)$$

$$k_{\text{конд}} = \frac{n_{\text{конд}}}{n_{\text{СУС}}} + \frac{n_{\text{конд}} \times |\Delta \overline{N}_{\text{запас}}|}{n_{\text{СУС}}} \quad (10)$$

Где  $|A|$  – определитель матрицы  $A$ ;

$S^T$  – транспонированная матрица

$(|A_{ij}|)_{i=1\dots n, j=1\dots n}$ ;

$A_{ij}$  – Алгебраическое дополнение к элементу матрицы  $A$  с координатами  $(i; j)$ , определяемая по схеме:

- вычёркиваем из исходной матрицы  $A$   $i$ -строчку и  $j$ -й столбец.
- получим новую квадратную матрицу, и её умножаем этот на  $(-1)^{i+j}$ .

Определитель матрицы рассчитывается по [12].

Расчет (норматива) удельного количества продуктов переработки по формулам:

$$k_{\text{ТР}} = \frac{n_{\text{ТР}}}{n_{\text{СУС}}} + \frac{n_{\text{ТР}} \times |\Delta \overline{N}_{\text{запас}}|}{n_{\text{СУС}}} \quad (8)$$

где  $n_{\text{СУС}}$  – общее количество вещества углеводородного сырья, поступающего на переработку, кмоль;

$n_{\text{СУС}}^{\text{ТР}}$  – количество вещества переработанного товарного газа, кмоль, рассчитанный на основе состава углеводородного сырья и товарного газа в соответствии с п. 2;

$n_{\text{СУС}}^{\text{СУГ}}$  – количество вещества, переработанного сжиженного углеводородного газа, кмоль, рассчитанный на основе состава углеводородного сырья и сжиженного углеводородного газа в соответствии с п. 2;

$n_{\text{СУС}}^{\text{конд}}$  – количество вещества переработанного конденсата, кмоль, рассчитанный на основе состава углеводородного сырья и конденсата в соответствии с п. 2;

$n_{\text{ТР}}$  – количество вещества переработанного товарного газа, кмоль;

$n_{\text{СУГ}}$  – количество вещества, переработанного сжиженного углеводородного газа, кмоль;

$n_{\text{конд}}$  – количество вещества вырабатываемого конденсата, кмоль;

$\Delta \overline{N}_{\text{запас}}$  – разница между количеством углеводородного вещества в установках и технологических трубопроводах в начале и в конце расчетного периода, определяемый в соответствии п. 2.

Для определения количества выхода углеводородной продукции, входящего в состав смеси углеводородного сырья, поступающий на переработку, применяется следующая формула:

$$V_{\text{ТГ}}^{\text{ВЫХ}} = 24,04012 \times n_{\text{ТГ}} \times k_{\text{ТГ}}, \text{ ст.м}^3 \quad (11)$$

$$m_{\text{СУГ}}^{\text{ВЫХ}} = n_{\text{СУГ}} \times k_{\text{СУГ}} \times M_{\text{СУГ}}, \text{ кг} \quad (12)$$

$$m_{\text{конд}}^{\text{ВЫХ}} = n_{\text{конд}} \times k_{\text{конд}} \times M_{\text{конд}}, \text{ кг} \quad (13)$$

где  $n_{\text{ТГ}}$  – количество вещества переработанного товарного газа, кмоль, рассчитанный на основе состава смеси углеводородного сырья и товарного газа в соответствии с Разделом 3;

$n_{\text{СУГ}}$  – количество вещества, переработанного сжиженного углеводородного газа, кмоль, рассчитанный на основе состава смеси углеводородного сырья и сжиженного углеводородного газа в соответствии с Разделом 3;

$n_{\text{конд}}$  – количество вещества переработанного конденсата, кмоль, рассчитанный на основе состава смеси углеводородного сырья и конденсата в соответствии с Разделом 3;

$k_{\text{ТГ}}$  – удельная норма выхода переработанного товарного газа;

$k_{\text{СУГ}}$  – удельная норма выхода переработанного сжиженного углеводородного газа;

$k_{\text{конд}}$  – удельная норма выхода переработанного конденсата;

$M_{\text{СУГ}}$  – мольная масса переработанного сжиженного углеводородного газа, кг/кмоль;

$M_{\text{конд}}$  – мольная масса переработанного конденсата, кг/кмоль.

### Контроль точности расчета

Расширенная неопределённость результатов расчета выхода углеводородного сырья, тыс. м<sup>3</sup>, определяется по формуле:

$$U = k \cdot u_l \quad (14)$$

где  $l$  – коэффициент охвата, принимает значение в интервале 2-3, что соответствует выбранному уровню доверия 95-99 %;

$u_k$  – стандартная неопределённость, тыс. м<sup>3</sup>, определяемая по формуле:

$$u_k = \sum_{i=0}^n V_i \cdot \Delta \Omega_i + \sum_{j=0}^m V_j \cdot \delta_j \quad (15)$$

где  $V$  – общий объем смеси углеводородного сырья, поступающий на переработку, в расчетный период, тыс. м<sup>3</sup>;

$\Delta \Omega_i$  – установленная погрешность определения компонентного состава  $i$ -го анализа;

$V_i$  – количество газа, соответствующего компонентному составу полученному  $i$ -ым анализом, в расчетный период, тыс. м<sup>3</sup>, участвующим в учете газа в системе переработки углеводородного сырья;

$\delta_j$  – установленная погрешность  $j$ -го замерного узла, в соответствии с таблицей Е.1;

$V_j$  – количество зафиксированного газа  $j$ -ым замерным узлом, в расчетный период, тыс. м<sup>3</sup>, участвующим в учете газа в системе переработки углеводородного сырья.

Контроль правильности результатов расчета:

$$\frac{u_l}{V} \times 100 < K_n \quad (16)$$

где  $V$  – общий объем смеси углеводородного сырья, поступающий на переработку, в расчетный период, тыс. м<sup>3</sup>;

$u_l$  – стандартная неопределённость, определяемая по формуле (15), тыс. м<sup>3</sup>;

$K_n$  – норматив контроля, %;

$K_n$  принимается не более 1%.

Для перевода количества вещества в массу

смеси углеводородного сырья применяется следующая формула:

$$m_{\text{СУС}} = n \times M_{\text{СУС}}, \text{ кг}, \quad (17)$$

где  $n$  – количество вещества смеси углеводородного сырья, кмоль;

$M_{\text{СУС}}$  – молярная масса смеси углеводородного сырья, кг/кмоль.

Для перевода массу в количество вещества смеси углеводородного сырья применяется следующая формула:

$$n = \frac{m_{\text{СУС}}}{M_{\text{СУС}}}, \text{ кмоль},$$

где,  $m_{\text{СУС}}$  – масса смеси углеводородного сырья, кг;

$M_{\text{СУС}}$  – молярная масса смеси углеводородного сырья, кг/кмоль.

Для перевода количества вещества в объем газа в стандартных условиях смеси углеводородного сырья применяется следующая формула:

$$V_{\text{ст.у.}} = 24,04012 \times n, \text{ м}^3 \quad (18)$$

где  $n$  – количество вещества смеси углеводородного сырья, кмоль.

Для перевода объем газа (в стандартных условиях) в количество вещества смеси углеводородного сырья применяется следующая формула:

$$n = 0,04159713 \times V_{\text{ст.у.}}, \text{ кмоль} \quad (19)$$

Где  $V_{\text{ст.у.}}$  – объем углеводородного газа в стандартных условиях, м<sup>3</sup>.

Молярные массы компонентов смеси углеводородного сырья приведены в таблице А.1.

Плотность газа в стандартных условиях,  $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>, определяется по формуле:

$$\rho = 0,04159713 \cdot M \quad (20)$$

где  $M$  – молярная масса, кг/кмоль.

Экологические и экономические аспекты. Научно-исследовательская работа по разработке

и анализу методов переработки углеводородного сырья предлагает инновационные решения, которые существенно повышают экономическую эффективность и снижают экологическую нагрузку. Использование передовых технологий и точных аналитических методов позволяет улучшить переработку сырья, снизить затраты и повысить доходы, одновременно способствуя охране окружающей среды за счет снижения выбросов и рационального использования ресурсов. Точные методы расчета и оптимизация технологических процессов позволяют уменьшить объемы сжигания газа на факелах, что снижает выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу. Внедрение современных технологий переработки углеводородного сырья способствует снижению экологической нагрузки и улучшению экологических показателей предприятий. Оптимизация переработки углеводородного сырья позволяет рационально использовать ресурсы, минимизируя потери и воздействие на окружающую среду. Применение энергоэффективных технологий, таких как мембранные, адсорбционные и абсорбционные процессы, улучшает процессы переработки и снижает энергозатраты, что благоприятно сказывается на экологии. Современные методы переработки, такие как низкотемпературная ректификация и использование высокоэффективных насадок в колоннах, уменьшают энергозатраты и выбросы, повышая экологическую безопасность процессов. Методы расчета материального баланса и аналитические технологии позволяют точно определять количество выходящих продуктов (товарный газ, сжиженный углеводородный газ, конденсат), что улучшает планирование и управление ресурсами, повышая рентабельность производственных процессов. Оптимизация технологических процессов и использование передовых математических методов позволяют достичь высокой точности и надежности расчетов, что улучшает планирование и управление ресурсами. Применение передовых технологий, таких как плазмохимические и волновые методы, снижает капитальные затраты на переработку углеводородного сырья, улучшая экономические показатели предприятий. Разработка методов переработки газа непосредственно



---

на месте его добычи снижает затраты на транспортировку, что особенно важно для удаленных месторождений. Внедрение автоматизированных систем расчетов сокращает время на проведение расчетов и снижает вероятность ошибок, что дополнительно повышает экономическую эффективность переработки углеводородного сырья. Продажа единиц сокращения выбросов (ЕСВ) помогает улучшить экономические показатели проектов и компенсировать часть затрат на создание инфраструктуры для утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

**Выводы:** Уникальный разработанный метод предлагает расчет общего объема смеси углеводородного сырья, а также доли каждого потока сырья в общей смеси. Это позволяет точно определить мольную долю каждого компонента в смеси. Применение матричных методов для пере-

счета состава углеводородного сырья на выход продукции. Использование обратной матрицы и компонентного состава позволяет точно определить количество выходящих продуктов. Методика включает расчет удельного выхода различных продуктов (товарный газ, сжиженный углеводородный газ, конденсат) на основе общего количества углеводородного сырья и технологических потерь. Определение количества выходящей продукции для каждого конкретного потока углеводородного сырья позволяет детализировать расчет и повысить точность. Введение показателя расширенной неопределенности и методов контроля правильности расчетов. Это обеспечивает уверенность в точности и достоверности результатов. Применение формул для перевода количества вещества в массу и объем и наоборот. Это позволяет легко конвертировать результаты расчетов в необходимые единицы измерения.

## Литература

1. Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка // Вестник Казанского технологического университета. - 2015. - Т.18(19) - С. 83-90
2. Азарова А.И. Инновационные технологии в нефтедобыче и их отражение в системе управления вертикально интегрированных нефтяных компаний // Проблемы учёта и финансов. - 2012. - № 4 (8) 2012. С.35-47
3. Владимиров А.И. Экология нефтегазового комплекса / А.И. Владимиров. М: Нефть и газ. - 2003. - 415 с. ISBN 5-7246-0232
4. Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И., Сигбатуллина Р.И., Бикмухаметова Г.К., Мустафина А.М., Салахов И.И. Газофракционирование // Вестник технологического университета. - 2016. - Т19(24) - С. 49-555.
5. Семенова Т.А. Очистка технологических газов / Т.А. Семенова и др -М.: Химия- 1997.-314 с.
6. Абдуллин А.И., Солодова Н.Л., Пиролиз углеводородного сырья. Учебное пособие / Солодова Н.Л., Абдуллин А.И. // КГТУ. - Казань, 2008. - 240 с. ISBN: 978-5-7882-0518-2
7. Аджиев А.Ю., Пуртов П.А. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России: в 2 ч. Ч. 2 / А.Ю.Аджиев, П.А.Пуртов. - Краснодар: ЭДВИ, 2014. - 504 с.
8. Ибрагимова А.В. Методическое обеспечение управления эффективностью утилизации попутного нефтяного газа на нефтедобывающих предприятиях: дис. ... к.э.н. Удмуртский государственный университет. - 2015. - 166 с.
9. Муродов М. Н. Системы разработки газоконденсатных месторождений // Молодой ученый. - 2014. - №1. - С. 102-103.
10. Аристова В.В. Альтернативные комплексные технологии переработки попутных нефтяных газов / В.В. Аристова, А.С. Дорофеев (<http://www.gazcompany.ru/gazpngfull.html>)

11. Даутов Р.З., Тимербаев М.Р. Численные методы. Решение задач линейной алгебры и дифференциальных уравнений: учебное пособие. — Казань: К(П)ФУ, 2021.-168 с.
12. Кабанова О.А. Вычисление определителя. Нахождение обратной матрицы/ Мет. пособие по курсу «Высшая математика» раздел «Линейная алгебра». М.: МАИ, 2015. – 15 с.

### References

1. Mullahmetova L.I., Cherkasova E.I. Poputnyj neftjanoy gaz: podgotovka, transportirovka i pererabotka// Vestnik Kazanskogo tehnologicheskogo universiteta.- 2015. - T.18(19)- S. 83-90. [in Russ.]
2. Azarova A.I. Innovacionnye tehnologii v neftedobyche i ih otrazhenie v sisteme upravlenija vertikal'no integrirovannyh neftjanyh kompanij// Problemy uchjota i finansov.-2012.- № 4 (8) 2012. S.35-47. [in Russ.]
3. Vladimirov A.I. Jekologija neftegazovogo kompleksa /A.I. Vladimirov. M: Neft' i gaz.- 2003.- 415 s. ISBN 5-7246-0232. [in Russ.]
4. Mullahmetova L.I., Cherkasova E.I., Sigbatullina R.I., Bikmuhametova G.K., Mustafina A.M., Salahov I.I. Gazofrakcionirovanie // Vestnik tehnologicheskogo universiteta.- 2016.- T19(24) - S. 49-555. [in Russ.]
5. Semenova T.A. Ochistka tehnologicheskikh gazov / T.A. Semenova i dr -M.: Himija- 1997.-314 s.
6. Abdullin A.I., Solodova N.L., Piroliz uglevodorodnogo syr'ja. Uchebnoe posobie / Solodova N.L., Abdullin A.I.// KGTU. - Kazan', 2008.- 240 s. ISBN: 978-5-7882-0518-2. [in Russ.]
7. Adzhiev A.Ju., Purtov P.A. Podgotovka i pererabotka poputnogo neftjanogo gaza v Rossii: v 2 ch. Ch. 2 / A.Ju. Adzhiev, P.A. Purtov. - Krasnodar: JeDVI, 2014. - 504 s. [in Russ.]
8. Ibragimova A.V. Metodicheskoe obespechenie upravlenija jeffektivnost'ju utilizacii poputnogo neftjanogo gaza na neftedobyvajushhih predpriyatijah: dis. ... k.je.n. Udmurtskij gosudarstvennyj universitet. -2015. – 166 s. [in Russ.]
9. Murodov M. N. Sistemy razrabotki gazokondensatnyh mestorozhdenij // Molodoj uchenyj.- 2014.- № 1.- S. 102-103. [in Russ.]
10. Aristova V.V. Al'ternativnye kompleksnye tehnologii pererabotki poputnyh neftjanyh gazov/ V.V. Aristova, A.S. Dorofeev (<http://www.gazcompany.ru/gazpngfull.html>). [in Russ.]
11. Dautov R.Z., Timerbaev M.R. Chislennye metody. Reshenie zadach linejnoy algebry i differencial'nyh uravnenij: uchebnoe posobie. — Kazan': K(П)ФУ, 2021.-168 с. [in Russ.]
12. Кабанова О.А. Вычисление определителя. Нахождение обратной матрицы/ Мет. пособие по курсу «Высшая математика» раздел «Линейная алгебра». М.: МАИ, 2015.- 15 с. [in Russ.]

### *Сведения об авторах*

- Сейлханов К.К. - магистр математики, директор Товарищество с ограниченной ответственностью «ГЦПК «Кәсіпкер», Астана, Казахстан, e-mail: kks\_kz@mail.ru;
- Мурзагалиев Б.Т. - магистр по специальности «Химическая технология взрывчатых веществ и пиротехнических средств», технический Директор Товарищество с ограниченной ответственностью «ГЦПК «Кәсіпкер», Астана, Казахстан, e-mail: murzagaliyev.b.t@gmail.com;
- Даулетжанова Ж.Т. - доктор PhD, преподаватель, Казахский университет технологии и бизнеса им. К.Кулажанова, Астана, Казахстан, e-mail: kaliyeva\_zhanna@mail.ru;

---

Сейлханова М.Т. - магистр педагогических наук, научный сотрудник Товарищество с ограниченной ответственностью «ГЦПК «Кәсіпкер», Астана, Казахстан, e-mail: mbt\_kz@mail.ru;

Бахтияр С. - магистр педагогических наук начальник отдела Нормативно-технической документации Товарищество с ограниченной ответственностью «ГЦПК «Кәсіпкер», Астана, Казахстан, e-mail: serik19.98.01@gmail.com

***Information about authors***

Seilkhanov K.K.- Director of Limited liability partnership «ГЦПК «Кәсіпкер», Astana, Kazakhstan, Master of Mathematics, e-mail: kks\_kz@mail.ru;

Murzagaliev B.T. - Technical Director of Limited liability partnership «ГЦПК «Кәсіпкер», Astana, Kazakhstan, Master's degree in "Chemical technology of explosives and pyrotechnics", e-mail: murzagaliyev.b.t@gmail.com;

Dauletzhanova Zh.T. - PhD, Lecturer, Kazakh University of Technology and Business, Astana, Kazakhstan, e-mail: kaliyeva\_zhanna@mail.ru;

Seilkhanova M.T. - Researcher of Limited liability partnership «ГЦПК «Кәсіпкер», Astana, Kazakhstan, Master of Educational Sciences, e-mail: mbt\_kz@mail.ru;

Bakhtiyar S. - Head of the Regulatory and Technical Documentation Department in Limited liability partnership «ГЦПК «Кәсіпкер», Astana, Kazakhstan, Master of Educational Sciences, e-mail: serik19.98.01@gmail.com