

# РАЗРАБОТКА ИНТЕРАКТИВНОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА АБСОРБЦИИ КОМПОНЕНТОВ НЕФТЯНОГО ГАЗА

УДК 665.632+51-7

**С.Н. Колокольцев**, к.т.н., ООО «ЛУКОЙЛ-Приморьнефтегаз» (Астрахань, РФ), skolokolcev@mail.ru

**А.Ю. Аджиев**, д.т.н., проф., АО «НИПИгазпереработка» (Краснодар, РФ), ali.adzhiev@gmail.com

**Е.А. Кантор**, д.х.н., проф., ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Уфа, РФ), evgkantor@mail.ru

Эффективность управления технологическим процессом абсорбции целевых углеводородных компонентов из нефтяного газа (отбензинивание нефтяного газа) на газоперерабатывающих заводах определяет уровень отборов углеводородов  $C_{3+}$  и, соответственно, объемы производства товарной продукции.

На установках, где отсутствуют автоматизированные системы управления технологическим процессом, ручное регулирование осуществляется операторами на основании показаний измерительных приборов. В условиях одновременного изменения нескольких параметров ручное регулирование особенно затруднительно из-за их взаимного влияния на качество отбензинивания газа. В определенный момент времени каждый параметр абсорбции принимает значение из своего возможного интервала. Установить наличие связей параметров и степень их взаимного влияния возможно с помощью методов корреляционно-регрессионного анализа.

В результате проведенного анализа временных рядов технологических показателей на действующей установке масляной абсорбции выявлены закономерности влияния состава сырья, абсорбента, температур и расходов потоков, погодных условий на величину отборов целевых компонентов из нефтяного газа.

Полученные данные позволили разработать интерактивную модель процесса для расчета выходных значений в зависимости от изменения входных параметров абсорбции. С целью разработки модели предложена соответствующая последовательность анализа и обработки временных рядов. Для установления количественных связей между результативными и факторными признаками проведен расчет уравнений регрессии.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** НЕФТЯНОЙ ГАЗ, АБСОРБЦИЯ, ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД, МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА, ВРЕМЕННЫЕ РЯДЫ, КОРРЕЛЯЦИОННО-РЕГРЕССИОННЫЙ АНАЛИЗ.

Отбензинивание нефтяного газа на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) в середине прошлого века осуществлялось в основном с использованием маслоабсорбционных установок (МАУ). Такие установки введены в эксплуатацию на Туймазинском (1953 г.), Шкаповском (1959 г.), Долинском (1961 г.), Коробковском ГПЗ (1966 г.), которые работают до настоящего времени. На этих заводах МАУ совместно с газофракционирующей установкой входят в единый технологический блок – абсорбционно-газофракционирующую установку.

Уровень отборов целевых углеводородных компонентов  $C_{3+}$  на

ГПЗ и, соответственно, объемы производства товарной продукции зависят от эффективности процесса отбензинивания нефтяного газа. Фактические показатели извлечения углеводородных компонентов на установках могут оказаться ниже проектных из-за отклонений от технологического режима и износа технологического оборудования. Кроме того, компонентный состав нефтяного попутного газа, подаваемого на ГПЗ, может меняться с увеличением срока эксплуатации месторождений, а расход – уменьшаться. Недостаточная эффективность работы оборудования холодильных установок, градирен, особен-

но в летнее время, также может приводить к снижению отборов  $C_{3+}$  из газа [1, 2].

Коробковский ГПЗ – первое профильное предприятие в Нижнем Поволжье по переработке газа и промыслового конденсата. В начале 2000-х гг. на заводе проведена модернизация технологического оборудования различного назначения. Вместе с тем режимные параметры МАУ обеспечиваются, как и прежде, за счет применения регулирующих приборов на ручном управлении и задвижек, автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) на установке отсутствует.

**S.N. Kolokoltsev**, Candidate of Sciences (Engineering), LUKOIL-Primorieneftgaz LLC (Astrakhan, Russian Federation), skolokolcev@mail.ru

**A.Yu. Adzhiev**, Doctor of Sciences (Engineering), Professor, NIPgazpererabotka JSC (Krasnodar, Russian Federation), ali.adzhiev@gmail.com

**E.A. Kantor**, Doctor of Sciences (Chemistry), Professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University" (Ufa, Russian Federation), evgkantor@mail.ru

### Development of an interactive model of the absorption of the petroleum gas components

The efficiency of control of the absorption industrial process of target hydrocarbon components from petroleum gas (stripping of petroleum gas) at the gas processing plants determines the level of  $C_{3+}$ , hydrocarbon extraction and, correspondingly, the production volumes of commercial products.

At the units where there are no automated control systems of industrial process, the manual control is carried out by operators based on instrument readings. Under the conditions of simultaneous change of several parameters, manual regulation is especially difficult because of their mutual influence on the quality of gas stripping. At a certain point in time, each absorption parameter takes a value from its possible interval. It is possible to determine the parameter association and the degree of their mutual influence using the methods of correlation and regression analysis.

As a result of the analysis of the time series of technological indicators at the current oil absorption unit, the dependences of influence of the raw material composition, absorbent, temperatures and flow rates, as well as weather conditions, on the amount of extraction of the target components from the petroleum gas were revealed.

The obtained data allowed to develop an interactive model of the process for calculation of the output values depending on changes in input absorption parameters. In order to develop a model, an appropriate sequence of analysis and processing of time series has been proposed. The regression equations are calculated to establish quantitative relationships between effective and factorial characteristics.

**KEYWORDS:** PETROLEUM GAS, ABSORPTION, GAS PROCESSING PLANT, PROCESS MODEL, TIME SERIES, CORRELATION AND REGRESSION ANALYSIS.

Каждый показатель процесса абсорбции в определенное время принимает какое-либо значение из своего возможного интервала. Представляется возможным рассмотреть характер связи фактических параметров абсорбции не как функциональный, а как стохастический, и применить методы корреляционного анализа для исследования временных рядов технологических параметров. Коэффициент корреляции является статистическим показателем, который не содержит предположения, что изучаемые величины находятся в причинно-следственной связи, а имеют только сходства. Поэтому интерпретация корреляционной зависимости основывается только на информации физико-химического характера изучаемого процесса [3]. Такой подход позволит определить степень зависимости между фактическими технологическими параметрами абсорбции и выявить особенности процесса.

Работа нацелена на определение степени влияния параметров

нефтяного газа, абсорбента, температур технологических потоков и оборотной воды, показателей погодных условий в зимнее время года на величину отборов  $C_{3+}$  из газа на примере Коробковского ГПЗ, разработку интерактивной модели процесса абсорбции с использованием методов корреляционно-регрессионного анализа.

#### АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА АБСОРБЦИИ

Поглощение абсорбентом компонентов  $C_{3+}$  из нефтяного газа на МАУ Коробковского ГПЗ происходит в колонне с клапанными тарелками. Проектный уровень извлечения целевых углеводородов составляет 90 % при их содержании в нефтяном газе 277 г/м<sup>3</sup> и температуре подачи газа и абсорбента в колонну -10 °С.

Обработка временных рядов параметров отбензинивания нефтяного газа проведена с использованием генератора электронных таблиц Excel.

Показатели работы МАУ Коробковского ГПЗ круглосуточно вруч-

ную через каждый час записываются операторами в режимные листы. Такой способ регистрации технологических параметров может влиять на истинность зафиксированных значений. Но в рассматриваемом случае режимные листы – единственный источник данных о работе установки.

Параметры из режимных листов за период с 01.12.2017 г. по 30.12.2017 г. занесены в таблицу, содержащую 720 строк и 42 столбца с показателями состава газа, разгонки абсорбента, температуры, давления, расхода, характеризующими работу оборудования и состояние технологических потоков через каждый час работы. В табл. 1 приведена часть исходных данных при стабильной работе МАУ.

На основании данных временных рядов построены графики изменения технологических параметров, наиболее значимые из которых приведены на рис. 1–5.

Понижение температуры окружающей среды от среднего значения -5 °С до -15 °С привело

Таблица 1. Исходные данные процесса абсорбции (некоторые показатели)  
Table 1. Initial data of absorption (some indicators)

Дата Date	Время Time	Содержание жидких компонентов в, г/м <sup>3</sup> Content of liquid components in, g/m <sup>3</sup>		Отбор из нефтяного газа, г/м <sup>3</sup> Extraction from petroleum gas, g/m <sup>3</sup>			Абсорбер Absorber			
		нефтяном газе petroleum gas	отбензиненном газе stripped gas	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Температура, °C Temperature of, °C			Расход нефтяного газа, м <sup>3</sup> /ч Gas flow rate, m <sup>3</sup> /h
							верха top	середины middle	низа bottom	
01.12.2017	1:00	272	91	74	26	50	17	21	14	46 000
01.12.2017	2:00	271	91	74	26	50	17	21	14	46 000
01.12.2017	3:00	270	90	74	25	50	17	21	14	46 000
01.12.2017	4:00	269	90	75	25	50	17	21	14	46 000
01.12.2017	5:00	268	90	75	25	50	17	21	14	46 000
01.12.2017	6:00	267	90	75	24	50	17	21	14	46 000
01.12.2017	7:00	266	89	75	24	50	17	21	14	46 000
01.12.2017	8:00	265	89	75	24	50	17	21	14	45 000

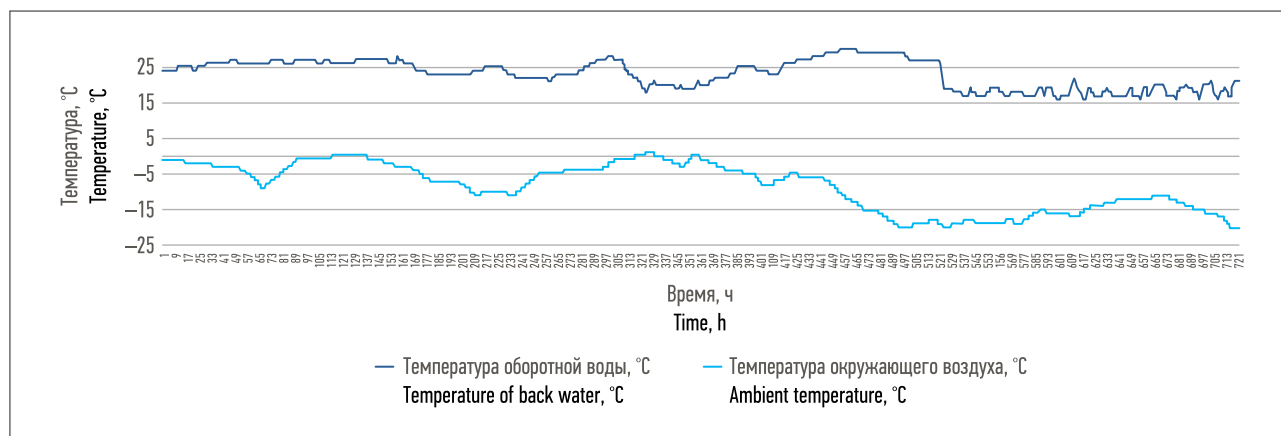


Рис. 1. Температуры окружающего воздуха и оборотной воды за период с 01.12.2017 г. по 30.12.2017 г.  
Fig. 1. Temperatures of ambient air and back water for the period from December 1, 2017, to December 30, 2017

к понижению уровня средних значений температуры заводской оборотной воды с 25 до 17 °C (см. рис. 1). Соответственно, снизились в среднем на 5 °C температуры охлаждения нефтяного газа и регенерированного абсорбента на входе в абсорбер (см. рис. 2). Выявлена нестабильность температуры нефтяного газа на выходе из пропанового холодильника X-1 перед подачей газа в колонну, что можно объяснить отсутствием автоматического регулирования расхода жидкого пропана в холодильник. Подача пропана осуществляется вручную задвижкой.

Снижение температуры газа и абсорбента предполагает и соответствующее уменьшение температур в колонне в процессе абсорбции. Вместе с тем на рис. 3 видно, что температуры в абсорбере, наоборот, увеличились в среднем на 5 °C. Объяснить данное несоответствие можно, сопоставив графики на рис. 3 и 4 по точкам на осях абсцисс. Динамика изменения расхода нефтяного газа на рис. 4 сопоставима с изменениями температур по высоте абсорбера, особенно внизу колонны, куда подается сырой газ. Увеличение расхода газа со среднего значения 46 000 до 50 000 м<sup>3</sup>/ч приводит

к росту температур по высоте колонны в среднем на 5 °C.

С увеличением температур абсорбции содержание жидких компонентов в отбензиненном газе увеличивается со среднего значения 85 до 95 г/м<sup>3</sup>, что свидетельствует о снижении уровня отборов компонентов C<sub>3+</sub> из нефтяного газа при постоянном расходе орошения в колонне 50 т/ч и давлении 3,5 МПа (см. рис. 5). Уменьшение массы отборов C<sub>3+</sub> составляет около 460 кг/ч при расходе нефтяного газа 46 000 м<sup>3</sup>/ч.

Графики разгонки регенерированного абсорбента показывают относительную равномерность

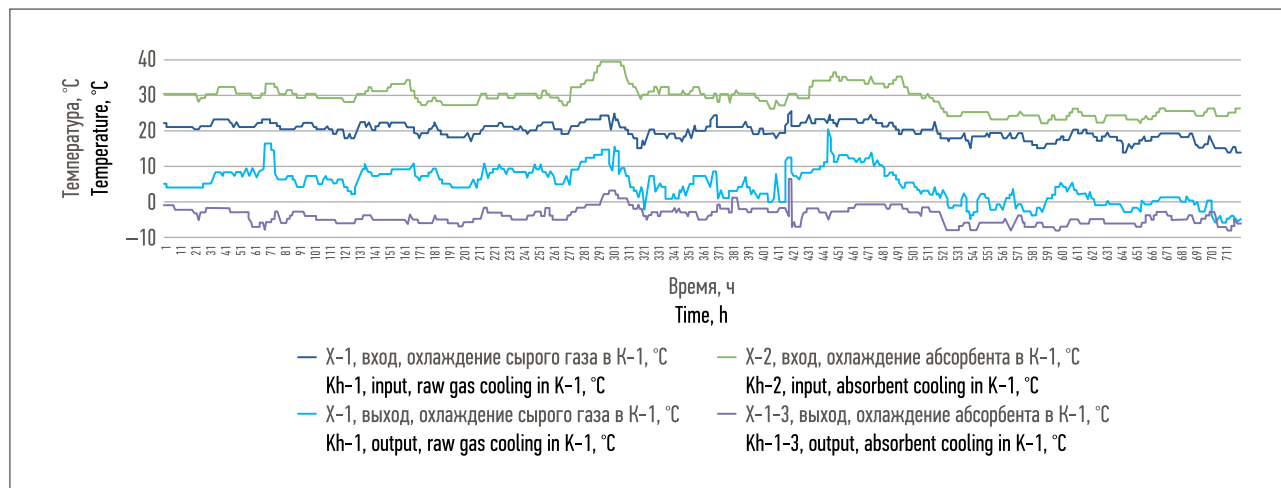


Рис. 2. Температуры охлаждения нефтяного газа и регенерированного абсорбента за период с 01.12.2017 г. по 30.12.2017 г.  
Fig. 2. Temperatures of cooling of petroleum gas and regenerated absorbent for the period from December 1, 2017, to December 30, 2017

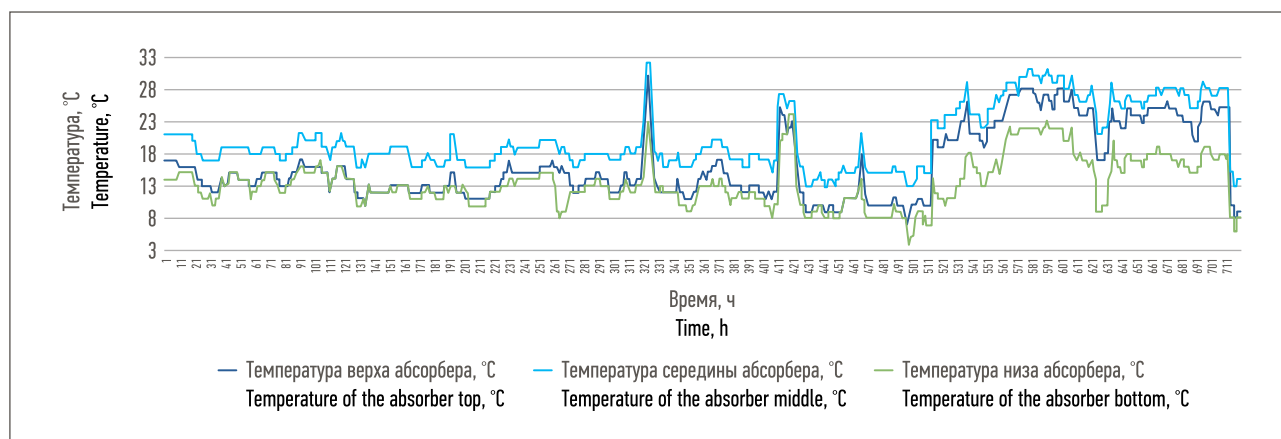


Рис. 3. Температуры по высоте абсорбера за период с 01.12.2017 г. по 30.12.2017 г.  
Fig. 3. Temperatures on the absorber height for the period from December 1, 2017, to December 30, 2017

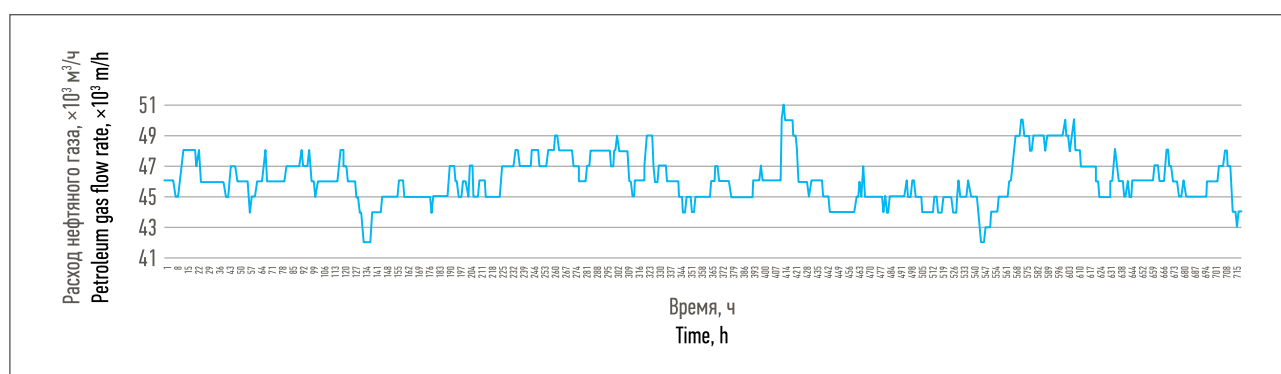


Рис. 4. Расход нефтяного газа за период с 01.12.2017 г. по 30.12.2017 г.  
Fig. 4. Petroleum gas flow rate for the period from December 1, 2017, to December 30, 2017

температур выхода легких и тяжелых фракций и нестабильность температур выхода средних фракций. Температура выхода каждой легкой и тяжелой фракции может изменяться на 20 °С. Температура

выхода каждой средней фракции может изменяться на 40 °С.

Содержание пропана, *i*-бутана, *n*-бутана в нефтяном и отбензиненном газе характеризуется соответствием величин для каж-

дого показателя с небольшими отклонениями.

В результате анализа динамики и взаимного влияния показателей технологических потоков можно сделать вывод о том, что

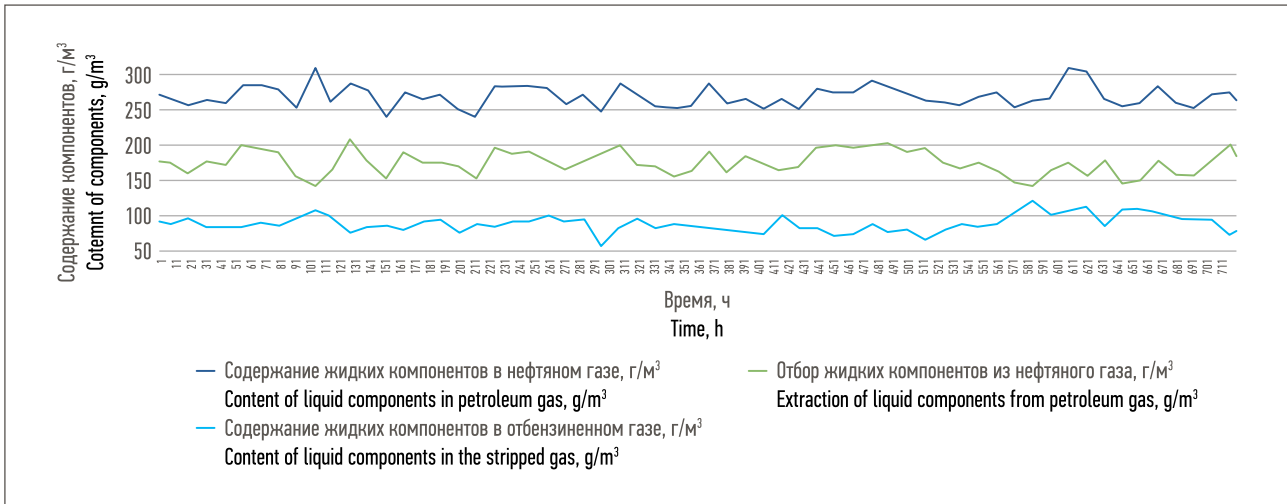


Рис. 5. Содержание жидких компонентов в нефтяном и отбензиненном газе, отбор из газа компонентов C<sub>3+</sub> за период с 01.12.2017 г. по 30.12.2017 г.

Fig. 5. Content of liquid components in the petroleum gas and stripped gas, extraction of C<sub>3+</sub> components from gas for the period from December 1, 2017, to December 30, 2017

Параметр Parameter	Компонентный состав отбензиненного газа, г/м <sup>3</sup> Component composition of stripped gas, g/m <sup>3</sup>								Абсорбер Absorber					Температура оборотной воды, °C Back water temperature, °C	Погода Weather			
	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Температура, °C Temperature of the, °C			Давление, МПа Pressure, MPa	Расход нефтяного газа, м <sup>3</sup> /ч Gas flow rage, m <sup>3</sup> /h		Расход на орошение, кг/ч Overflash consumption, kg/h	Температура окружающего воздуха, °C Ambient air temperature, °C	Сила ветра, м/с Wind power, m/s	
Компонентный состав отбензиненного газа, г/м <sup>3</sup> Component composition of stripped gas, g/m <sup>3</sup>	верха top			середины middle			низа bottom		верха top	середины middle	низа bottom			Давление, МПа Pressure, MPa				Расход нефтяного газа, м <sup>3</sup> /ч Gas flow rage, m <sup>3</sup> /h
	O <sub>2</sub>	1.00																
N <sub>2</sub>	-0.29	1.00																
CH <sub>4</sub>	-0.11	-0.14	1.00															
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.13	-0.27	-0.68	1.00														
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.13	-0.15	-0.61	0.15	1.00													
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-0.09	-0.14	-0.33	-0.02	0.49	1.00												
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-0.06	-0.29	-0.12	-0.19	0.29	0.61	1.00											
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.04	-0.17	-0.21	-0.13	0.13	0.35	0.66	1.00										
Температура, °C Temperature of the, °C	верха top	0.06	-0.30	0.03	-0.35	0.29	0.50	0.81	0.64	1.00								
	середины middle	0.06	-0.29	0.01	-0.33	0.29	0.50	0.80	0.63	0.95	1.00							
	низа bottom	-0.04	-0.10	-0.12	-0.31	0.38	0.51	0.70	0.60	0.88	0.89	1.00						
Давление, МПа Pressure, MPa	0.02	0.07	-0.08	-0.01	0.13	-0.01	-0.08	-0.05	-0.02	0.00	0.02	1.00						
Расход нефтяного газа, м <sup>3</sup> /ч Gas flow rage, m <sup>3</sup> /h	-0.03	0.04	-0.14	-0.24	0.38	0.35	0.35	0.33	0.45	0.44	0.60	0.08	1.00					
Расход на орошение, кг/ч Overflash consumption, kg/h	0.02	-0.02	0.05	-0.03	0.00	0.05	-0.01	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.04	1.00				
Температура оборотной воды, °C Back water temperature, °C	-0.21	0.31	0.05	0.19	-0.32	-0.40	-0.55	-0.49	-0.74	-0.73	-0.55	0.07	-0.19	-0.03	1.00			
Температура окружающего воздуха, °C Ambient air temperature, °C	-0.03	0.44	-0.24	0.03	0.26	-0.23	-0.53	-0.31	-0.44	-0.42	-0.15	0.19	0.11	0.01	0.38	1.00		
Сила ветра, м/с Wind power, m/s	0.14	-0.31	0.06	-0.07	-0.08	0.37	0.50	0.46	0.50	0.51	0.33	-0.18	-0.13	0.08	-0.50	-0.57	1.00	

Шкала Чеддока  
Chaddock's scale

Минимальное значение Minimum	Параметр Parameter	Максимальное значение Maximum	Связь параметров Parameter association
-1,000000	≤ p ≤	0,099999	Нет Not
0,100000	≤ p ≤	0,299999	Слабая Weak
0,300000	≤ p ≤	0,499999	Умеренная Moderate
0,500000	≤ p ≤	0,699999	Заметная Noticeable
0,700000	≤ p ≤	0,899999	Высокая High
0,900000	≤ p ≤	1,000000	Сильная Strong

Рис. 6. Корреляционное поле параметров абсорбции

Fig. 6. Correlation field of absorption parameters



на уровень отборов компонентов  $C_{3+}$  существенно влияет расход нефтяного газа: при увеличении объемов подачи газа, несмотря на уменьшение температуры его охлаждения, температуры абсорбции увеличиваются и уровень отборов уменьшается.

### КОРРЕЛЯЦИОННЫЕ ЗАВИСИМОСТИ ПАРАМЕТРОВ АБСОРБЦИИ

Корреляционное поле параметров (рис. 6) позволяет оценить парные зависимости показателей абсорбции. Для удобства визуального восприятия и анализа данных в Excel создана опция изменения цвета ячеек в зависимости от их значения по шкале Чеддока.

Полученные данные свидетельствуют о наличии высокой и сильной взаимной связи показателей температуры по высоте абсорбера: коэффициент корреляции температуры низа и температуры середины в колонне равен 0,89; коэффициент корреляции температуры середины и верха колонны составляет 0,99; коэффициент корреляции температуры низа и верха колонны равен 0,88. Большее значение коэффициента корреляции для верхней части колонны в сравнении с низом можно объяснить меньшей разницей температур между серединой и верхом колонны, чем между серединой и низом.

В связи с тем, что абсорбция компонентов нефтяного газа является экзотермическим процессом, наибольшее выделение тепла при массообмене между газом и абсорбентом происходит в середине колонны. Следовательно, распределение тепловых потоков в абсорбере можно охарактеризовать как соответствующее массообменным процессам в колонне и взаимосвязанное по высоте аппарата.

Из данных корреляционного поля видно, что фактором (регрессором), имеющим заметную связь с температурой низа колонны, является расход нефтяного газа (0,60). Температура низа

Таблица 2. Извлечение жидких компонентов из нефтяного газа  
Table 2. Extraction of liquid components from petroleum gas

Компонент Component	Среднее содержание в, г/м <sup>3</sup> Average content in, g/m <sup>3</sup>		Уровень извлечения, % Extraction level, %
	нефтяном газе petroleum gas	отбензиненном газе stripped gas	
$C_3H_8$	146,2	62,9	57
<i>i</i> - $C_4H_{10}$	28,6	6,4	78
<i>n</i> - $C_4H_{10}$	58,6	11,7	80
$C_{5+}$	30,0	3,5	88

колонны имеет умеренную связь с содержанием пропана в отбензиненном газе (коэффициент корреляции 0,38), заметную связь с содержанием *i*-бутана (коэффициент корреляции 0,51), высокую связь с содержанием *n*-бутана (коэффициент корреляции 0,70), заметную связь с содержанием  $C_{5+}$  (коэффициент корреляции 0,60).

Температура середины колонны имеет слабую связь с содержанием пропана в отбензиненном газе (коэффициент корреляции 0,29), заметную связь с содержанием *i*-бутана (коэффициент корреляции 0,50), а также высокую связь с содержанием *n*-бутана (коэффициент корреляции 0,80), заметную связь с содержанием  $C_{5+}$  (коэффициент корреляции 0,63).

Температура верха колонны имеет слабую связь с содержанием пропана в отбензиненном газе (коэффициент корреляции 0,29), заметную связь с содержанием *i*-бутана (коэффициент корреляции 0,50), а также высокую связь с содержанием *n*-бутана (коэффициент корреляции 0,81), заметную связь с содержанием  $C_{5+}$  (коэффициент корреляции 0,64).

Расход нефтяного газа имеет заметную связь (коэффициент корреляции 0,60) с температурой низа колонны, что согласуется с данными анализа графиков изменения технологических параметров.

В табл. 2 приведены средние значения содержания жидких компонентов в нефтяном и отбензиненном газе по данным лабораторных анализов и расчетный

уровень их извлечения. Из данных таблицы видно, что наименьшая степень извлечения у пропана – 57%, остальные компоненты имеют существенно более высокие показатели, %: *i*-бутан – 78, *n*-бутан – 80,  $C_{5+}$  – 88.

Такие показатели достигаются при средней температуре, °C: 14 – внизу абсорбера, 20 – в середине, 16 – в верхней части колонны. Средний расход нефтяного газа в абсорбер составляет 46 000 м<sup>3</sup>/ч.

Сила ветра оказывает заметное влияние на температуру верха колонны (коэффициент корреляции 0,50), температуру середины (0,51), умеренное влияние на температуру низа (0,33).

Температура оборотной воды из заводской градирни, подаваемой в водяные холодильники, оказывает заметное влияние на массовую величину отборов компонентов  $C_{3+}$  из нефтяного газа с коэффициентом корреляции 0,56 и умеренно зависит от температуры окружающего воздуха (коэффициент корреляции 0,38). Необходимо отметить, что регулирование теплообмена воды с окружающим воздухом в градирне не автоматизировано и осуществляется вручную.

По данным корреляционного поля видно, что температуры по высоте абсорбера слабее влияют на содержание пропана в отбензиненном газе, чем на содержание *i*-бутана, *n*-бутана и  $C_{5+}$ .

Можно предположить, что низкий показатель извлечения пропана из нефтяного газа может быть обусловлен наличием

избыточного количества легких углеводородов в регенерированном абсорбенте, которые препятствуют поглощению пропана из нефтяного газа в процессе абсорбции. Проверка этого предположения требует проведения отдельного анализа временных рядов параметров абсорбционно-отпарной колонны и десорбера МАУ Коробковского ГПЗ.

Данные разгонки регенерированного абсорбента характеризуются в основном слабыми и умеренными связями с показателями процесса абсорбции. Только средние фракции абсорбента имеют заметную связь (коэффициенты корреляции от 0,52 до 0,59) с извлечением  $C_{5+}$  из нефтяного газа.

Возможным вариантом сокращения потерь целевых углеводородов  $C_{3+}$  при росте температур абсорбции является увеличение количества орошения регенерированного абсорбента в колонне. Вместе с тем постоянный расход орошения 50 т/ч не позволяет оценить его фактическое влияние на величину отборов  $C_{3+}$  из нефтяного газа.

Выявленные особенности работы установки отбензинивания газа, не имеющей автоматизированной системы управления, позволяют сделать предположение о недостаточной эффективности ручного регулирования процесса абсорбции.

В качестве варианта оптимизации управления процессом отбензинивания газа возможна разработка интерактивной модели абсорбции для помощи обслуживающему персоналу в принятии решений по ручному регулированию потоков на установке.

#### РЕГУЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ АБСОРБЦИИ

Для операторов МАУ в качестве основного ориентира результативности управления процессом абсорбции выступают температурный режим в колонне и состав отбензиненного газа. При этом лабораторные данные компо-

нентного состава отбензиненного газа, а также регенерированного абсорбента выполняются только два раза в сутки с интервалом в 12 ч. Анализ состава нефтяного газа выполняется в мас. %, тогда как наиболее наглядно выражение содержания компонентов в г/м<sup>3</sup>. Отсутствие современного уровня автоматизации сопровождается необходимостью постоянного контроля со стороны обслуживающего персонала за показаниями приборов и соответствующего ручного регулирования технологических потоков. Операторы на установке приступают к ручному регулированию, зафиксировав на измерительных приборах отклонение контролируемого показателя. Если меняются несколько входных параметров, регулирование становится особенно затруднительным из-за их взаимного влияния на уровень отборов  $C_{3+}$  из нефтяного газа.

Наличие компьютерной модели на рабочем месте оператора установки позволит рассчитать выходные значения процесса абсорбции в зависимости от изменения входных параметров, включая наиболее важные показатели: температуры по высоте абсорбера, компонентный состав отбензиненного газа, уровень отборов  $C_{3+}$  из нефтяного газа. Оператор сможет изменить начальные параметры на модели, сразу увидеть предполагаемый результат и при необходимости осуществить регулирование потоков на установке приборами с ручным управлением и задвижками.

#### АЛГОРИТМ ОБРАБОТКИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Создание экранной модели процесса абсорбции целесообразно провести с использованием генератора электронных таблиц Excel.

Для создания интерактивной модели абсорбции предложен следующий алгоритм обработки временных рядов:

- интерполяция данных состава нефтяного, отбензиненного газа,

регенерированного абсорбента в 12-часовых периодах между отборами проб;

- расчет содержания углеводородов  $C_{3+}$  в нефтяном и отбензиненном газе;

- определение 99-го перцентиля содержания углеводородов  $C_{3+}$  в отбензиненном газе для исключения случайных максимальных величин;

- расчет отборов углеводородных компонентов в массовом и процентном выражениях;

- построение графиков изменения технологических параметров;

- анализ динамики изменения параметров процесса;

- анализ взаимного влияния показателей технологических потоков на отборы  $C_{3+}$  в отбензиненном газе;

- построение корреляционного поля параметров абсорбции;

- анализ парных корреляционных зависимостей показателей абсорбции;

- определение перечня исходных и вычисляемых параметров, обеспечивающих полноту информации о технологическом процессе;

- расчет уравнений регрессии для установления количественных связей между результативным и факторным признаками;

- разработка экранного образа интерактивной модели.

#### ИНТЕРАКТИВНАЯ МОДЕЛЬ АБСОРБЦИИ

В результате проведенного анализа исходных данных по предложенному алгоритму определен перечень основных парных зависимостей переменных процесса, получена регрессионная статистика и соответствующие уравнения линейной регрессии (табл. 3).

На основании полученных данных в среде Excel выполнены расчетные операции по формированию в табличном и графическом виде интерактивной модели процесса с необходимым набором входных и выходных параметров абсорбции (рис. 7). Интерактив-

ность модели обеспечивается возможностью взаимодействия с ней и наблюдением ее реакции на изменения внешних параметров.

Отсутствие точных данных о расходе некоторых технологических потоков не позволило включить их в перечень парных зависимостей переменных процесса, установить соответствующие количественные связи и расширить вычислительные возможности модели.

Модель позволяет вводить исходные данные для нефтяного газа, его компонентного состава, температуры окружающей среды и получать основные расчетные показатели процесса абсорбции: температуры нефтяного газа и регенерированного абсорбента на входе и выходе холодильников, температуры по высоте абсорбера, массовое содержание компонентов в нефтяном и отбензиненном газе, уровень отборов углеводородных компонентов из нефтяного газа, температуру оборотной воды.

### ВЫВОДЫ

В результате проведенного анализа процесса отбензинивания газа на МАУ Коробковского ГПЗ определено взаимное влияние технологических параметров, что позволяет выделить следующие особенности процесса абсорбции:

- распределение тепловых потоков в абсорбере соответствует массообменным процессам и взаимосвязано по высоте аппарата;
- показатель извлечения пропана из нефтяного газа ниже, чем у *i*-бутана, *n*-бутана и  $C_5$ ;
- увеличение расхода нефтяного газа на 4000–5000 м<sup>3</sup>/ч приводит к увеличению температуры абсорбции в среднем на 5 °С;
- увеличение температуры абсорбции на 5 °С приводит к снижению отборов примерно на 10 г/м<sup>3</sup>, что соответствует потере около 460 кг/ч углеводородов  $C_{3+}$  при расходе нефтяного газа 46 000 м<sup>3</sup>/ч;
- средние фракции регенерированного абсорбента имеют

Таблица 3. Перечень парных зависимостей переменных процесса абсорбции и уравнения линейной регрессии

Table 3. List of paired dependencies of the variables of the absorption and the equations of linear regression

Параметр Parameter	Парная связь Paired association	Уравнение линейной регрессии Equation of linear regression
Абсорбер Absorber	Температура низа абсорбера ↔ Расход нефтяного газа Bottom absorber temperature ↔ Flow rate of petroleum gas	$y = 0,0015x - 54,8774$
Абсорбер Absorber	Температура середины абсорбера ↔ Температура низа абсорбера Middle absorber temperature ↔ Bottom absorber temperature	$y = 1,1138x + 5,2313$
Абсорбер Absorber	Температура верха абсорбера ↔ Температура середины абсорбера Top absorber temperature ↔ Middle absorber temperature	$y = 1,1551x - 7,1883$
Отборы $C_3H_8$ Extraction of $C_3H_8$	Отборы $C_3H_8$ из нефтяного газа ↔ Содержание $C_3H_8$ в нефтяном газе Extraction of $C_3H_8$ from petroleum gas ↔ Content of $C_3H_8$ in petroleum gas	$y = 0,8091x - 26,5304$
Отборы <i>i</i> - $C_4H_{10}$ Extraction of <i>i</i> - $C_4H_{10}$	Отборы <i>i</i> - $C_4H_{10}$ из нефтяного газа ↔ Содержание <i>i</i> - $C_4H_{10}$ в нефтяном газе Extraction of <i>i</i> - $C_4H_{10}$ from petroleum gas ↔ Content of <i>i</i> - $C_4H_{10}$ in petroleum gas	$y = 0,9637x - 5,3544$
Отборы <i>n</i> - $C_4H_{10}$ Extraction of <i>n</i> - $C_4H_{10}$	Отборы <i>n</i> - $C_4H_{10}$ из нефтяного газа ↔ Содержание <i>n</i> - $C_4H_{10}$ в нефтяном газе Extraction of <i>n</i> - $C_4H_{10}$ from petroleum gas ↔ Content of <i>n</i> - $C_4H_{10}$ in petroleum gas	$y = 0,9377x - 7,1878$
Отборы $C_5H_{12+}$ Extraction of $C_5H_{12+}$	Отборы $C_5H_{12+}$ из нефтяного газа ↔ Содержание $C_5H_{12+}$ в нефтяном газе Extraction of $C_5H_{12+}$ from petroleum gas ↔ Content of $C_5H_{12+}$ in petroleum gas	$y = 1,3385x - 17,0166$
Оборотная вода Back water	Температура окружающего воздуха ↔ Температура оборотной воды Ambient temperature ↔ Back water temperature	$y = 0,2294x + 25,047$
Нефтяной газ Petroleum gas	Температура оборотной воды ↔ Температура нефтяного газа на входе X-1 Back water temperature ↔ Temperature of petroleum gas in the input of Kh-1	$y = 0,4246x + 9,9852$
Нефтяной газ Petroleum gas	Температура на входе X-1 ↔ Температура на выходе X-1 Temperature in the input of Kh-1 ↔ Temperature in the output of Kh-1	$y = 1,7825x - 30,5884$
Абсорбент регенерированный Regenerated absorbent	Температура на выходе X-1 ↔ Температура на выходе X-2 Temperature in the output of Kh-1 ↔ Temperature in the output of Kh-2	$y = 0,3521x + 25,8078$
Абсорбент регенерированный Regenerated absorbent	Температура на входе X-2 ↔ Температура на выходе X-1-3 Temperature in the input of Kh-2 ↔ Temperature in the output of Kh-1-3	$y = 0,4014x - 15,437$



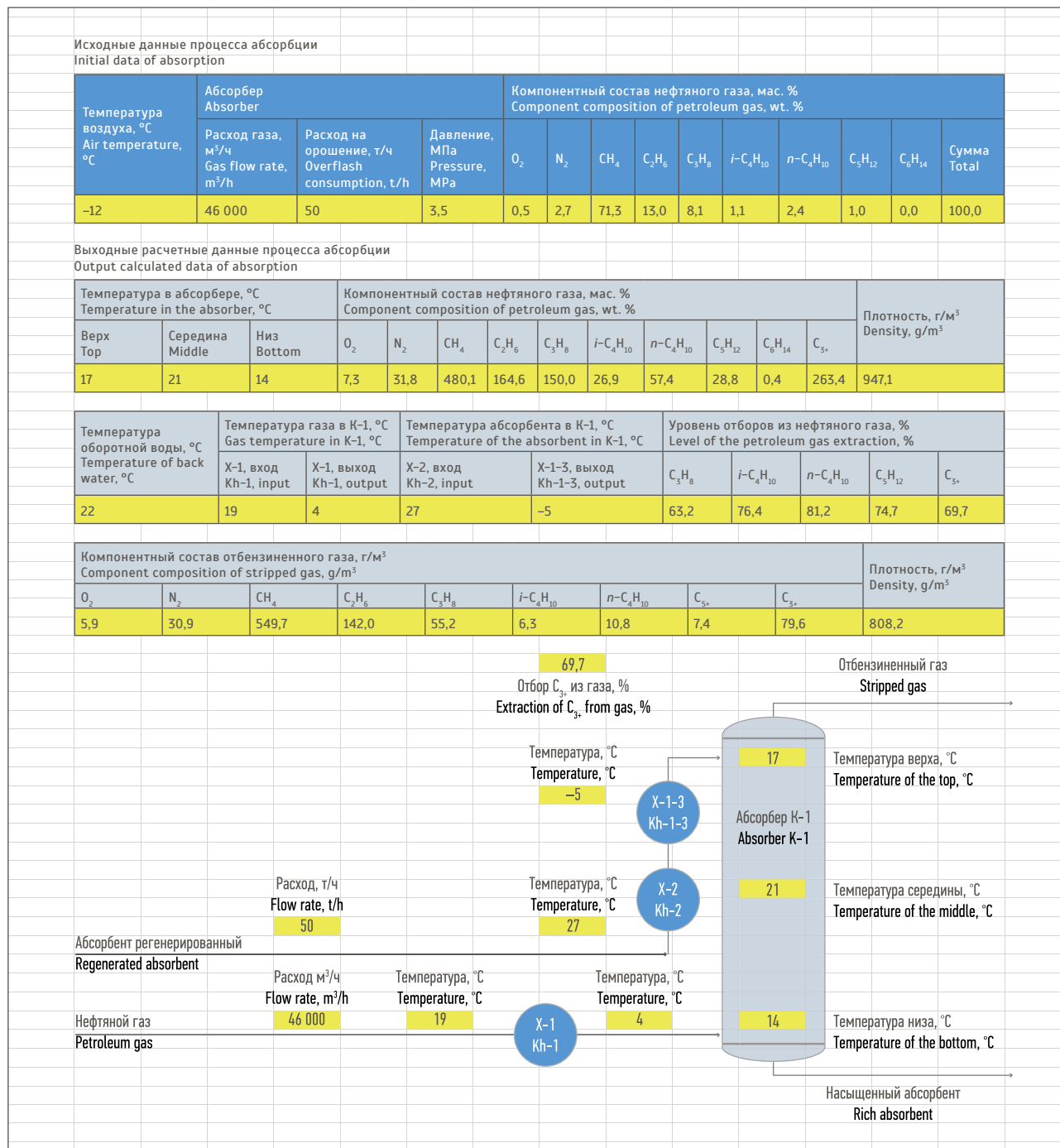


Рис. 7. Интерактивная модель процесса абсорбции  
Fig. 7. Interactive model of absorption

в два раза больший диапазон температур выкипания по сравнению с легкими и тяжелыми фракциями;

– легкие и тяжелые фракции регенерированного абсорбента характеризуются слабыми связями с данными процесса абсорбции, средние фракции имеют заметные связи;

– ручное регулирование расхода жидкого пропана в пропановые холодильники вызывает нестабильность температур охлаждаемых потоков на выходе из холодильников;

– расход орошения в абсорбер имеет постоянное значение 50 000 кг/ч, что не позволяет оценить его влияние на качество от-

бензинивания при фактическом изменении расхода нефтяного газа от 42 000 до 51 000 м³/ч;

– температура оборотной воды при ручном регулировании ее теплообмена с воздухом в градирне умеренно зависит от температуры окружающего воздуха;

– сила ветра оказывает заметное влияние на температуры

верха и середины абсорбера при стабильном расходе нефтяного газа, температура окружающего воздуха не влияет на температуры по высоте абсорбера.

Вариантом повышения оперативности и точности регулирования процесса отбензинивания нефтяного газа для увеличения отборов  $C_{3+}$  в условиях отсутствия АСУ ТП может быть разработанная интерактивная

модель абсорбции для условий Коробковского ГПЗ.

Компьютерная модель на рабочем месте оператора в интерактивном режиме обеспечит расчет наиболее важных выходных значений процесса абсорбции в зависимости от изменения входных параметров, что предоставит возможность своевременного ручного регулирования потоков на установке.

Модель может быть использована и в качестве тренажера для обучения операторов, а также для анализа фактических данных о работе установки, занесенных в режимные листы. Предложенный алгоритм обработки данных может быть использован для построения аналогичных моделей процесса абсорбции на других предприятиях газопереработки. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Колокольцев С.Н. Совершенствование технологии подготовки и переработки углеводородного сырья (на примере Коробковского ГПЗ). Дис. ... к.т.н. Уфа, 2007. 230 с.
2. Колокольцев С.Н., Аджиев А.Ю., Бойко С.И., Литвиненко А.В. Повышение эффективности межступенчатых сепараторов сырьевой КС Коробковского ГПЗ // Нефтепромысловое дело. 2007. № 10. С. 65–66.
3. Гусейнзаде М.А., Калинина Э.В., Добкина М.Б. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1979. 340 с.
4. Гуляев С.В. Система управления тепловым режимом стабилизационной колонны // Проблемы машиностроения и автоматизации. 2016. № 4. С. 128–134.
5. Мильштейн Л.М. Эффективность разделения фаз в вертикальных трехфазных сепараторах // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2013. № 2. С. 8–13.

#### REFERENCES

1. Kolokoltsev S.N. Improving the Technology of Treatment and Processing of Hydrocarbon Raw Materials (by the Example of Korobkovsky Gas Processing Plant). Cand. Sci. (Eng.) Dissertation. Ufa, 2007. 230 p. (In Russian)
2. Kolokoltsev S.N., Adzhiev A.Yu., Boyko S.I., Litvinenko A.V. Improving the Efficiency of Interstage Separators of Raw Materials of the Compressor Station of Korobkovsky Gas Processing Plant. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 2007, No. 10, P. 65–66. (In Russian)
3. Guseynzade M.A., Kalinina E.V., Dobkina M.B. Methods of Mathematical Statistics in the Oil and Gas Industry. Moscow, Nedra, 1979, 340 p. (In Russian)
4. Gulyaev S.V. Control System of the Thermal Regime of the Stabilization Column. *Problemy mashinostroeniya i avtomatizatsii = Engineering and Automation Problems*, 2016, No. 4, P. 128–134. (In Russian)
5. Milshtein L.M. Efficiency of Phase Separation in Vertical Three-Phase Separators. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2013, No. 2, P. 8–13. (In Russian)



Уважаемые коллеги!

От имени коллектива, ветеранов ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» и от себя лично сердечно благодарю всех за многочисленные поздравления с 85-летним юбилеем института.

С чувством гордости хотим отметить, что огромный труд поколений наших проектировщиков, стоявших у истоков развития нефтегазовой промышленности страны и внесших свой вклад в освоение нефтегазовых месторождений Западной Сибири, высоко оценен и востребован сегодня.

Для нас особенно важны прочные, проверенные временем профессиональные, партнерские и дружеские связи, сложившиеся в нефтегазовой отрасли, и ценны традиции доброжелательного сотрудничества на благо общего дела. Мы выражаем надежду на его конструктивное и взаимовыгодное продолжение во имя достижения успеха в совместной работе!



ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ»  
83004, Украина, г. Донецк, ул. Артема, д. 169-Г  
Тел.: +380 (62) 206-53-74, 206-53-75

Факс: +380 (62) 206-64-20  
E-mail: [ex@ungg.org](mailto:ex@ungg.org)  
[www.ungg.org](http://www.ungg.org)