

# ВНЕДРЕНИЕ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОСУШКИ ГАЗА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

О. Ю. Манихин<sup>1</sup>, В. В. Шалай<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Инженерно-технический центр ООО «Газпром добыча Ноябрьск»,  
Россия, 629800, г. Ноябрьск, ул. Республики, 20

<sup>2</sup>Омский государственный технический университет,  
Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11

С целью повышения эффективности работы абсорбционной осушки установки комплексной подготовки газа при пиковых летних режимах эксплуатации, когда температура осушаемого газа значительно превышает  $+25^{\circ}\text{C}$ , в технологическую схему подготовки внедрена система предварительной осушки. Реализованные технические и технологические доработки как внутренних элементов сепарационного оборудования, так и системы обвязки цеха осушки газа позволили снизить унос капельной влаги из сепарационного и абсорбционного оборудования, а также обеспечить соблюдение действующих стандартов, предъявляемых к товарному газу по ключевому параметру ТТРв, с соблюдением необходимого технологического резерва.

**Ключевые слова:** абсорбционная осушка газа, система предварительной осушки газа, триэтиленгликоль, температура точки росы.

## Введение

Согласно проекту разработки месторождения, осушка газа осуществляется абсорбционным способом на установке комплексной подготовки газа (далее УКПГ). В качестве абсорбента применяется регенерированный раствор триэтиленгликоля (далее РТЭГ) с концентрацией до 99 масс. %, подготавливаемый на проектной установке регенерации гликоля. В абсорберах ГП 1149.06.00.000 (рис. 1) РТЭГ, контактируя с газом на противоточных массообменных устройствах, абсорбирует паровую часть влаги, оставшуюся в газе после сепарационной очистки, таким образом разбавляется с 99 до 96 масс. % [1, 2].

Абсорбер представляет собой цилиндрический вертикальный аппарат, состоящий из секций массообмена и доулавливания гликоля: массообменная секция является пластинчатой (структурированной) насадкой, а секция доулавливания гликоля, расположенная над массообменной секцией, состоит из газораспределительной насадки и тарелки с фильтрующими элементами (фильтры-патроны).

На входе потока сырого газа внутри абсорбера установлен узел входного устройства, предназначенный для равномерного распределения потока газа по всему сечению аппарата [3, 4].

## Проблематика

Эффективность процесса гликолевой осушки газа зависит от многих факторов, но в большей степени на него влияет температура осушаемого газа, поступающего от дожимной компрессорной станции, причем эта зависимость является прямо пропорциональной: чем выше температура газа, тем ниже эффективность гликолевой осушки газа [5].

В летний период времени, при температурах окружающего воздуха выше  $+25^{\circ}\text{C}$ , существующие аппараты воздушного охлаждения (далее АВО) газа АВГБ-83 (рис. 2) не способны охладить газ ниже температуры окружающего воздуха. Причиной этого является их конструктивная особенность, так как охлаждение газа в теплообменной секции происходит за счет её принудительного обдува потоком окружающего воздуха. Данный факт резко снижает эффективность абсорбционного оборудования установки комплексной подготовки газа при пиковых летних режимах эксплуатации [6]. Для поддержания физико-химических показателей осушенного газа, согласно требованиям СТО Газпром 089-2010 [7], возникает необходимость в увеличении объема вовлекаемого абсорбента, подаваемого в абсорберы УКПГ, и повышении его концентрации в растворе регенерированного гликоля. Поддержание высокой концентрации РТЭГа в таких условиях требует более высокой температуры регенерации, что отрицательно сказывается как на величине уноса ТЭГа с парами рефлюкса, так и на скорости его «старения».

## Решение

Для предотвращения возможных технологических нарушений в летний период эксплуатации УКПГ Западно-Таркосалинского ГП для одной из технологических линий цеха осушки газа разработана и внедрена технологическая система предварительной осушки газа, позволившая увеличить площадь и время контакта между осушаемым газом и абсорбентом.

Принципиальная схема технологического процесса предварительной осушки газа представлена на схеме 1 в блоке 3.

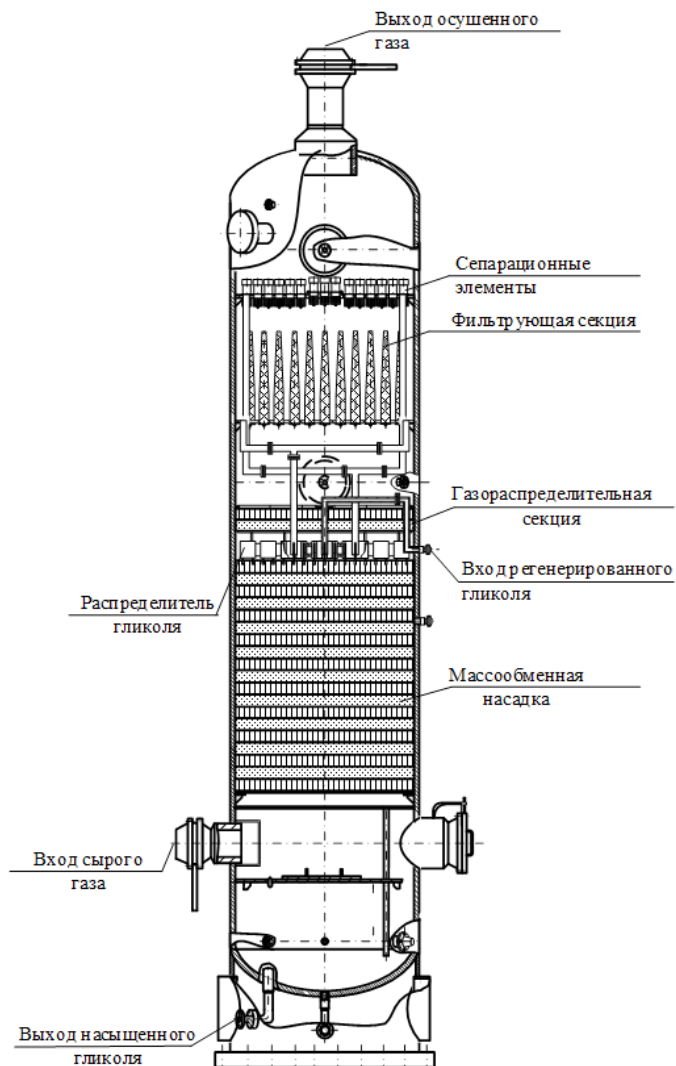


Рис. 1. Абсорбер ГП 1149.06.00.000 — общий вид  
 Fig. 1. Absorber GP 1149.06.00.000 — general view

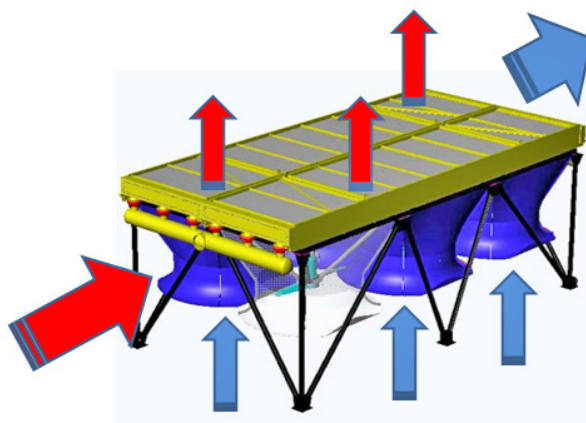


Рис. 2. Аппарат воздушного охлаждения газа типа «АВГБ-83»  
 Fig. 2. Gas air cooler type «AVGB-83» («АВГБ-83»)

Сырой газ после сепарации на входных сепараторах цеха очистки газа С-1 и повышения давления на газоперекачивающих агрегатах с последующим охлаждением на АВО газа дожимной компрессорной станции 2 подается на доработанный сепаратор

С-2, представляющий собой многофункциональный аппарат, совмещающий в себе функции как сепарационного, так и абсорбционного оборудования. Далее очищенный и предварительно осушенный газовый поток для окончательной осушки до норм

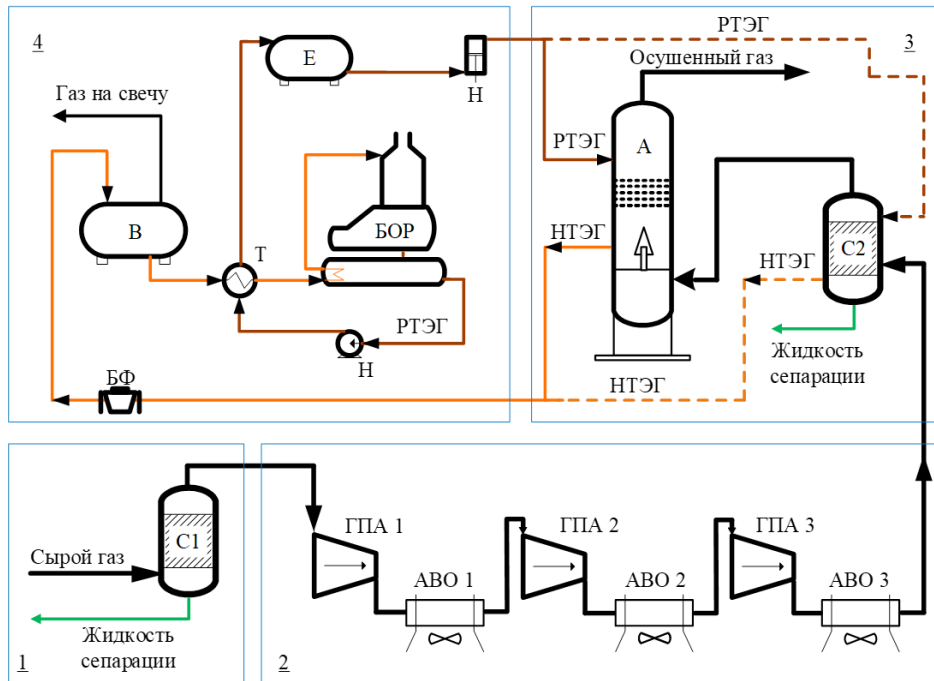


Схема 1. Принципиальная технологическая схема предварительной осушки газа.

Условные обозначения:

- Блок 1 — Цех очистки газа: С-1 — входной сепаратор.  
 Блок 2 — Дожимная компрессорная станция: ГПА — газоперекачивающий агрегат;  
 АВО — аппарат воздушного охлаждения газа.  
 Блок 3 — Цех осушки газа: А — абсорбер; С2 — доработанный сепаратор.  
 Блок 4 — Цех огневой регенерации гликоля: В — выветриватель;  
 БОР — блок огневой регенерации триэтиленгликоля;  
 Т — теплообменный аппарат; Е — емкость расходная для РТЭГа;  
 Н — насос подачи ТЭГа; БФ — блок фильтров

Scheme 1. Basic technological scheme of preliminary gas drying

Legend:

- Block 1 (Блок 1) — Gas purification shop: C-1 — inlet separator.  
 Block 2 (Блок 2) — Booster compressor station: GPA (ГПА) — gas pumping unit;  
 AVO (ABO) — gas air cooler.  
 Block 3 (Блок 3) — Gas dehydration shop: A — absorber; C2 — modified separator.  
 Block 4 (Блок 4) — Glycol fire regeneration shop: B - weathering device;  
 BOR (БОР) — block of fire regeneration of triethylene glycol;  
 T — heat exchanger; E — consumable container for regenerated triethylene glycol;  
 N — triethylene glycol supply pump; BF (БФ) — filter block

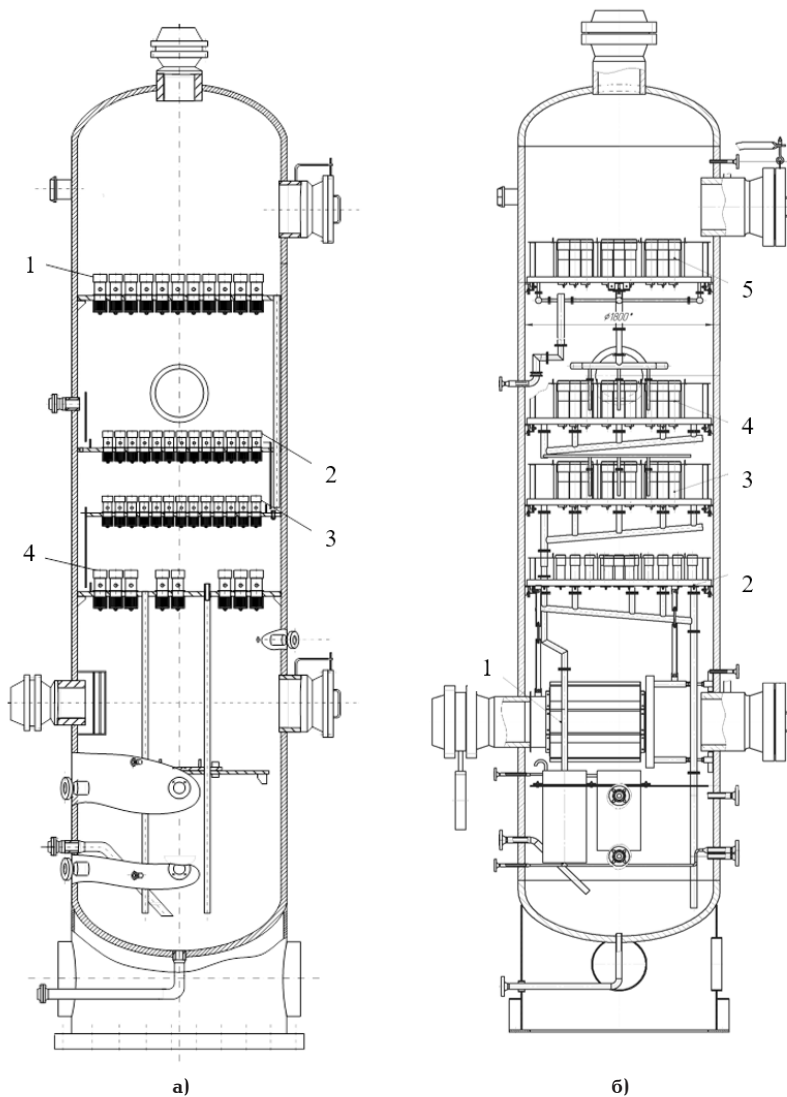
СТО Газпром 089-2010 поступает в абсорбер А, после чего подается в магистральный газопровод для его транспортировки к потребителю.

В качестве абсорбента в доработанном сепараторе С-2 и абсорбере А используется раствор РТЭГ из общей системы подачи гликоля.

Отработанный раствор НТЭГа с редуцированным до 1,05-1,07 МПа давлением поступает на установку огневой регенерации гликоля 4, где, проходя через блок фильтров, подается для дегазации на выветриватель В-1а и далее через рекуперативные теплообменники в блок огневой регенерации гликоля для восстановления его первоначальных осушительных свойств.

До реализации схемы предварительной осушки газа сепаратор С-2 представлял собой вертикальный цилиндрический аппарат, снабженный узлом входа с коагулятором, сепарационной секцией из прямоточно-центробежных элементов 4, секцией промывки с двумя массообменными тарелками с элементами 2,3 и выходной сепарационной секцией, состоящей из сепарационных элементов 1, защитным листом над уровнем жидкости. Нижняя часть аппарата служила емкостью для сбора и накопления жидкости (рис. 3а) [8, 9].

При реализации технологической схемы предварительной осушки газа выполнена переоснастка внутренних элементов сепаратора С-2 (рис. 3б). Исходный газовый поток, содержащий капельную жидкость, поступает в аппарат через распределитель газожидкостного потока 1, установленный на входном патрубке. Распределитель состоит из цилиндрической несущей конструкции, закрепленных на ней блоков насадки и нерегулярной насадки, засыпанной в пространство между ними. При прохождении газожидкостного потока через слои насадки поверхности элементов сепарируются капли жидкости. Вторичный унос капель предотвращается за счет значительного снижения скорости газового потока на выходе из распределителя, что обусловлено большой площадью его внешней поверхности. Сепарированная жидкость свободно стекает в нижнюю накопительную часть аппарата. Далее газ, содержащий остаточное количество жидкости, поступает на тарелку с прямоточными циклонами 2, установленную на нижнем опорном кольце аппарата. Это устройство предназначено для сепарирования капельной жидкости и мехпримесей из газового потока. Уловленная жидкость с полотен каплеуловителя отводится в кубовую часть сепара-



**Рис. 3. Конструкция сепаратора цеха осушки газа до и после выполненной доработки внутренних элементов:**  
**а) сепаратор до выполненной доработки; б) сепаратор после выполненной доработки**  
**Fig. 3. The design of the separator of the gas drying shop before and after the completed revision of the internal elements:**  
**а) the separator before the completed revision; б) the separator after the completed revision**

тора, откуда по отдельному трубопроводу выводится из аппарата.

Затем газ поступает на тарелки с прямоточными циклонами (каплеуловитель прямоточный) 3, 4 и 5, установленные на опорных кольцах аппарата. Эти устройства предназначены для обеспечения контакта жидкости (раствора гликоля) и газового потока. Регенерированный ТЭГ подается на верхнюю ступень контакта, при прохождении через прямоточные элементы происходит поглощение влаги из газа, обработанный ТЭГ по коллектору направляется на следующую ступень контакта. Насыщенный ТЭГ с каплеуловителя 3 поступает в сборник, расположенный под отбойной пластиной в кубовой части сепаратора.

#### Данные опытно-промышленных испытаний

С целью определения эффективности работы системы предварительной осушки газа при эксплуатации технологического оборудования ЦОГ УКПГ после проведенной доработки сепаратора С-2, на соответствующей технологической линии, выполнен

комплекс инструментальных замеров на доработанном сепарационном и проектном абсорбционном оборудовании при режимах соответствующих зимнему периоду эксплуатации, согласно техническим требованиям СТО Газпром 089-2010 по параметру ТТРВ. Дополнительно определялся унос капельной влаги с осушенным газом и концентрация насыщенного/регенерированного триэтиленгликоля на входе/выходе сепаратора С-2 и абсорбера А [10–14].

Исследования выполнялись на установившемся технологическом режиме, который обеспечивал полную смену абсорбента по аппаратам.

Результаты всех замеров и показаний АСУ ТП представлены в табл. 1.

При внедрении данного технологического решения можно выделить следующие положительные особенности его применения:

- предварительная подача РТЭГ в сепаратор С-2 позволила извлечь большую часть паровой влаги и всю капельную влагу, содержащуюся в пластовом газе после первой ступени сепарации ЦОГ ДКС;
- улучшен показатель ТТРВ сырого газа после предварительной осушки;

Таблица 1. Результаты опытно-промышленных испытаний технологической системы предварительной осушки газа ЦОУ УКПП Западно-Таркосалинского ИП  
 Table 1. Results of pilot tests of the technological system for preliminary drying of gas in the drying shop of the complex preparation plant of the West Tarkosalinsky gas field

Параметры технологической линии по газу		Расход ТЭГ по аппаратам		Концентрация НТЭГ по аппаратам			ТТРв потока газа на выходе из аппарата, привед. к 3,92 МПа			Конц. гликоля в потоке газа на выходе из аппарата		Перепад давления по аппарату		
Q	P	t	C-2	A	C-2	A	A*	C-2	A	A*	C-2	A	C-2	A
тыс. м <sup>3</sup> /ч	МПа	°C	кг/ч		%			°C			мл/м <sup>3</sup>		кПа	
271	6,73	21,3	0	3329	—	95,72	95,65	+22,41	-21,5	-21,32	—	1,9	3,4	2,9
285	6,75	21,7	291	2947	75,45	96,92	96,51	+15,26	-23,6	-23,49	6,3	1,9	3,9	3,1
313	6,76	21,2	760	2656	84,85	96,97	96,85	+9,71	-23,7	-23,77	6,8	2,1	4,6	3,7

\*Расчетный параметр. Расчет выполнен в ПО SIMBAS

— подтверждено доулавливание в абсорбционном оборудовании уносимого из доработанного сепаратора гликоля;

— перепад давления по аппаратам находится в пределах паспортных значений технологического оборудования.

По данным опытно-промышленной эксплуатации технологической линии, дооснащенной предварительной системой осушки газа, определено:

— дополнительное снижение ТТРв осушенного газа на величину не менее **2 °C**;

— унос гликоля с отсепарированной жидкостью из С-2 не более **0,98÷1,09 %**;

— оптимальная подача триэтиленгликоля в сепаратор С-2 составляет **300÷400 кг/ч**. Дальнейшее увеличение расхода абсорбента нецелесообразно, так как изменение подачи гликоля с 291 до 760 кг/ч, несмотря на значительно снижение ТТРв предварительно осушенного газа на выходе из С-2 с 15,3 до 9,7 °C приводит к незначительному снижению ТТРв осушенного газа на выходе из абсорбционного оборудования на 0,28 °C.

### Эксплуатационные данные

В ходе эксплуатации двух технологических линий цеха осушки газа, одна из которых была оснащена технологией предварительной осушки газа, получен массив данных инструментальных замеров, подтверждающий эффективность внедренного технического решения (табл. 2). Инструментальный контроль на каждой из рассматриваемой технологической линии выполнялся параллельно с соблюдением единого термобарического режима эксплуатации технологического оборудования, что позволило избежать погрешности в измерениях вызванной инертностью системы гликолевой осушки газа [15]. Контроль параметров выполнялся как на зимнем, так и на летнем режиме эксплуатации.

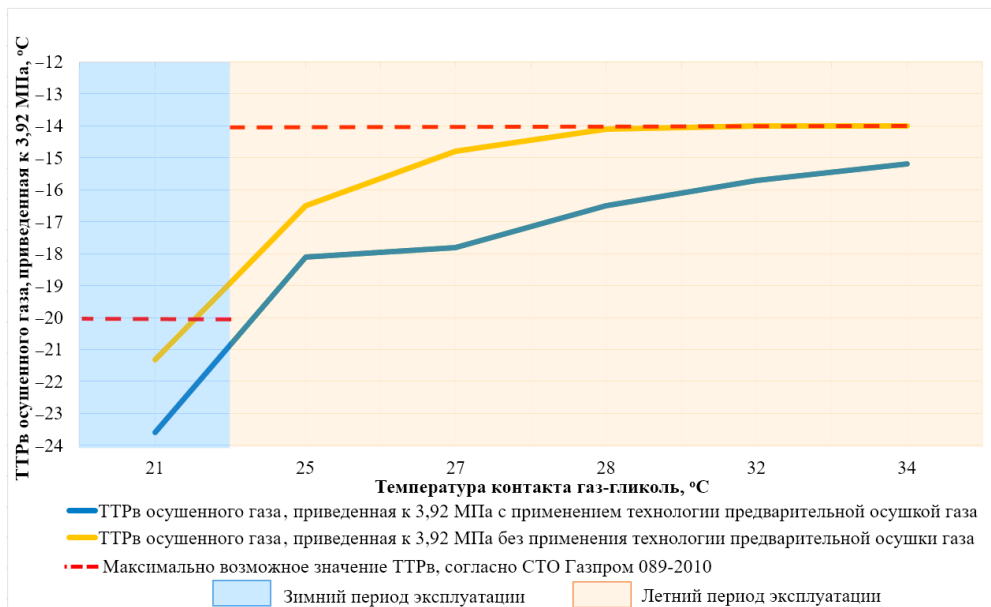
Сравнительный анализ, выполненный при сопоставимых режимах эксплуатации технологического оборудования, доказал преимущество эксплуатационных характеристик технологической линии осушки газа оснащенной системой предварительной осушки газа над технологической линией без системы предварительной осушки газа, в частности:

1. Подтверждено снижение уноса гликоля из абсорбционного оборудования за счет перераспределения жидкостной нагрузки между сепаратором С-2 и абсорбером А. В ежемесячном эквиваленте, принимая во внимание самый неблагоприятный для абсорбционной осушки газа летний период эксплуатации, унос триэтиленгликоля только по одной технологической линии, оснащенной системой предварительной осушки газа, в среднем снижен на 149 кг/мес. (с 327 до 178 кг/мес.).

2. Во всем диапазоне исследуемых термобарических режимов работы цеха осушки газа, согласно требований СТО Газпром 089-2010, предложенная технологическая схема позволяет соблюдать требования, предъявляемые к качеству подготовки природного с газа. В частности, при пиковых летних температурных режимах эксплуатации (температура осушаемого газа выше 25 °C) на доработанной технологической линии достигался резерв по параметру ТТРв осушенного газа, в то время как на технологической линии с проектной схемой эксплуатации технологический режим находился на грани нарушения требования СТО Газпром 089-2010 (график 1).

Таблица 2. Эксплуатационные данные до и после применения технологической системы предварительной осушки газа в ЦОГ УКПГ Западно-Таркосалинского ГП  
 Table 2. Operational data before and after the application of the technological system of preliminary gas drying in the drying shop of the complex gas treatment unit of the West Tarkosalinsky gas field

Период замера	Расход газа тыс. м <sup>3</sup> /ч	Подача РТЭГ на сепаратор С-2 кг/ч	Подача РТЭГ на абсорбер А кг/ч	Давление МПа	Температура контакта газ-гликоль t, °С	ТТР осушенного газа, прив. к 3,92 МПа		Концентрация гликоля		Насыщение гликоля % масс	Унос гликоля из абсорбера А	
						t, °С	Δt, °С	РТЭГ	% масс		мг/м <sup>3</sup>	Δ, мг/м <sup>3</sup>
апрель	285	291	2947	6,8	21,7	-23,60	-2,28	99,01	96,92	2,09	1,90	0,20
	271	—	3329	6,73	21,3	-21,32		99,01	95,72	3,29	2,10	
май	286,6	405	5148	6,13	25,5	-18,1	-1,60	99,03	97,19	1,84	0,14	0,17
	277,3	—	5185	6,14	24,9	-16,5		99,03	96,75	2,28	0,31	
июнь	215,4	380	3640	6,59	28,3	-16,5	-2,40	98,88	96,27	2,61	0,74	0,42
	201,6	—	3650	6,60	28,0	-14,1		98,88	95,86	3,02	1,16	
июль	281	368	3327	6,71	34,0	-15,2	-1,20	99,19	96,64	2,55	0,52	0,69
	269	—	3260	6,71	34,0	-14,0		99,19	96,10	3,09	1,21	
июль	256	338	3340	6,35	26,4	-17,8	-3,00	99,11	97,66	1,45	1,70	0,60
	257	—	3580	6,34	26,6	-14,8		99,11	96,78	2,33	2,30	
август	203	400	3076	6,17	32,0	-15,7	-1,70	98,93	96,22	2,71	1,20	1,70
	197	—	3000	6,18	32,0	-14,0		98,93	96,03	2,90	2,90	



**График 1. Зависимость ТТРв осушенного газа от температуры контакта газ-гликоль до и после применения технологической системы предварительной осушки газа в ЦОГ УКПГ Западно-Таркосалинского ГП**  
**Graph 1. Dependence of the dehydrated gas thermal expansion coefficient on the gas-glycol contact temperature before and after the application of the technological system of preliminary gas dehydration in the dehydration shop of the complex gas treatment unit of the West Tarkosalinsky gas field**

### Заключение

Таким образом, предварительная система осушки природного газа реализована за счет доработки внутренних элементов проектного сепарационного оборудования, входящего в состав цеха осушки газа. Доработанный сепаратор отличается от проектного тем, что он представляет из себя multifunctional аппарат, совмещающий в себе функции как сепарационного, так и абсорбционного оборудования, т.е. в данном технологическом устройстве реализована предварительная осушка газа. Данное техническое решение позволило повысить эффективность процесса гликолевой осушки на существующем технологическом оборудовании без значительных эксплуатационных и капитальных затрат.

Фактические данные, полученные в ходе эксплуатации технологического оборудования цеха осушки газа Западно-Таркосалинского газового промысла, подтвердили значительное снижение уноса абсорбента с осушенным газом.

При пиковых летних режимах эксплуатации, когда температура контакта газ-гликоль в абсорбционном оборудовании превышает 25°C, реализация данной технологической системы позволяет работать с необходимым технологическим резервом по ключевому параметру качества подготовки природного газа — ТТРв осушенного газа.

### Список источников

1. Грищенко А. И., Истомин В. А., Кульков А. И. [и др.]. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. 472 с. ISBN 5-247-03818-5.
2. Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник. М.: Недра, 2002. 517 с.
3. Регламент технологически опасных производственных объектов Западно-Таркосалинского месторождения. Основные надписи. Введ. 2016–02–15. М.: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», 2016. С. 30–38.

4. Бекиров Т. М., Ланчаков Г. А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 596 с.

5. Манихин О. Ю., Шалай В. В. Анализ работы технологического оборудования установок комплексной подготовки газа при смене абсорбента диэтиленгликоля на триэтиленгликоль // Омский научный вестник. Сер. Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. 2020. Т. 4, № 2. С. 48–55. DOI: 10.25206/2588-0373-2020-4-2-48-55.

6. Иванцов О. М., Фролова Ю. А. Безопасность трубопроводного транспорта нефти и природного газа // Территория «Нефтегаз». 2012. № 3. С. 5–8.

7. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. Основные надписи. Введ. 2010–10–25. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. 4 с.

8. Афанасьев А. И., Бекиров Т. М., Барсук С. Д. Технология переработки природного газа и конденсата. М.: Недра, 2002. 517 с. ISBN 5-8365-0107-6.

9. Ланчаков Г. А., Кульков А. Н., Зитберт Г. К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. М.: Недра, 2000. 274 с.

10. GIBBS. Основные функции // GIBBS. Моделирование в нефтегазовой отрасли. URL: <http://www.gibbsim.ru/node/16> (дата обращения: 22.07.2020).

11. Манихин О. Ю., Ожерельев Д. А., Медведев М. В. [и др.]. Комплексное моделирование технологических процессов промышленной подготовки углеводородного сырья с применением отечественного программного обеспечения // Газовая промышленность. 2018. № 7 (771). С. 26–30.

12. Ishii Y., Otto F. D. A general algorithm for multistage multicomponent separation calculations // The Canadian Journal of Chemical Engineering. 1973. Vol. 51, Issue 5. P. 601–606. DOI: 10.1002/cjce.5450510512.

13. Olds R. H., Sage B. H., Lasey W. N. Phase equilibria in hydrocarbon system. Composition of the dew-point gas of the methane-water system // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 1942. Vol. 34. P. 1223–1227.

14. Stryjek R., Vera J. H. PRSV: An Improved Peng-Robinson Equation of State for Pure Compounds and Mixtures // The

**МАНИХИН Олег Юрьевич**, начальник Службы коррозионного мониторинга Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Ноябрьск», г. Ноябрьск; аспирант кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» Омского государственного технического университета (ОмГТУ), г. Омск.

**ШАЛАЙ Виктор Владимирович**, доктор технических наук, профессор (Россия), заведующий кафедрой «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология», президент ОмГТУ, г. Омск.

SPIN-код: 2322-6820

AuthorID (РИНЦ): 9913

ORCID: 0000-0003-0635-4849

AuthorID (SCOPUS): 35792469000

AuthorID (SCOPUS): 56755298300

AuthorID (SCOPUS): 57190972363

ResearcherID: P-8233-2015

#### Для цитирования

Манихин О. Ю., Шалай В. В. Внедрение и оценка эффективности системы предварительной осушки газа при эксплуатации технологического оборудования установки комплексной подготовки газа // Омский научный вестник. Сер. Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение. 2020. Т. 4, № 3. С. 71–80. DOI: 10.25206/2588-0373-2020-4-3-71-80.

Статья поступила в редакцию 27.07.2020 г.

© О. Ю. Манихин, В. В. Шалай



# IMPLEMENTATION AND EVALUATION OF EFFICIENCY OF GAS PRELIMINARY DRYING SYSTEM DURING OPERATION OF PROCESS EQUIPMENT OF COMPLEX GAS TREATMENT UNIT

O. Yu. Manikhin<sup>1</sup>, V. V. Shalay<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Engineering and Technical Center of LLC «Gazprom dobycha Noyabrsk»,  
Russia, Noyabrsk, Respubliki St., 20, 629800

<sup>2</sup>Omsk State Technical University,  
Russia, Omsk, Mira Ave., 11, 644050

In order to increase the efficiency of the absorption dehydration of the integrated gas treatment unit during peak summer operating modes, when the temperature of the dried gas significantly exceeds +25 °C, a preliminary dehydration system has been introduced into the processing flow chart. The implemented technical and technological improvements both of the internal elements of the separation equipment and the piping system of the gas dehydration shop made it possible to reduce the carryover of droplet moisture from the separation and absorption equipment, as well as to ensure compliance with the current standards for commercial gas for the key parameter dew point temperature, in compliance with the required technological reserve.

**Keywords:** gas absorption drying, gas preliminary drying system, triethylene glycol, dew point temperature.

## References

1. Grishchenko A. I., Istomin V. A., Kulkov A. I. [et al.]. Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii [Gathering and field treatment of gas at the northern fields of Russia]. Moscow, 1999. 472 p. ISBN 5-247-03818-5. (In Russ.).
2. Tekhnologiya pererabotki prirodnogo gaza i kondensata. Spravochnik [Technology for processing natural gas and condensate. Handbook]. Moscow, 2002. 517 p. (In Russ.).
3. Reglament tekhnologicheskoi opasnykh proizvodstvennykh ob'yektov Zapadno-Tarkosalinskogo mestorozhdeniya. Osnovnyye nadpisi [Regulations for technologically hazardous production facilities of the West Tarkosalinskoye field. Basic inscriptions]. Moscow, 2016. P. 30–38. (In Russ.).
4. Bekirov T. M., Lanchakov G. A. Tekhnologiya obrabotki gaza i kondensata [Technology of gas and condensate processing]. Moscow, 1999. 596 p. (In Russ.).
5. Manikhin O. Yu., Shalay V. V. Analiz raboty tekhnologicheskogo oborudovaniya ustanovki kompleksnoy podgotovki gaza pri smene absorbenta dietilenglikolya na trietilenglikol' [Process equipment analysis integrated gas treatment unit for diethylene glycol absorbent change to triethylene glycol] // Omskiy nauchnyy vestnik. Ser. Aviatcionno-raketnoye i energeticheskoye mashinostroyeniye. *Omsk Scientific Bulletin. Series Aviation-Rocket and Power Engineering*. 2020. Vol. 4, no. 2. P. 48–55. DOI: 10.25206/2588-0373-2020-4-2-48-55. (In Russ.).
6. Ivantsov O. M., Frolova Yu. A. Bezopasnost' truboprovodnogo transporta nefi i prirodnogo gaza [Safety of pipeline transport of oil and natural gas] // Territoriya «Neftegaz». *Oil and Gas Territory*. 2012. No. 3. P. 5–8. (In Russ.).
7. STO Gazprom 089-2010. Gaz goryuchiy prirodnyy, postavyayemyy i transportiruyemyy po magistral'nym gazoprovodam. Tekhnicheskiye usloviya. Osnovnyye nadpisi [Combustible natural gas supplied and transported through main gas pipelines. Technical conditions. Basic inscriptions]. Moscow, 2010. 4 p. (In Russ.).
8. Afanasiyev A. I., Bekirov T. M., Barsuk S. D. Tekhnologiya pererabotki prirodnogo gaza i kondensata [Technology of natural gas and condensate processing]. Moscow, 2002. 517 p. ISBN 5-8365-0107-6. (In Russ.).
9. Lanchakov G. A., Kulkov A. N., Zitbert G. K. Tekhnologicheskkiye protsessy podgotovki prirodnogo gaza i metody rascheta oborudovaniya [Technological processes for the preparation of natural gas and methods for calculating equipment]. Moscow, 2000. 274 p. (In Russ.).
10. GIBBS. Osnovnyye funktsii [GIBBS. Main functions] // GIBBS. Modelirovaniye v neftegazovoy otrasli [GIBBS. Modeling in the oil and gas industry]. URL: <http://www.gibbsim.ru/node/16> (accessed: 22.07.2020). (In Russ.).
11. Manikhin O. Yu., Ozhereliev D. A., Medvedev M. V. [et al.]. Kompleksnoye modelirovaniye tekhnologicheskikh protsessov promyslovoy podgotovki uglevodorodnogo syr'ya s primeneniyyem otechestvennogo programmnogo obespecheniya [Complex process simulation for field processing of raw hydrocarbons using domestic software] // *Gazovaya promyshlennost'*. *Gas Industry*. 2018. No. 7 (771). P. 26–30. (In Russ.).
12. Ishii Y., Otto F. D. A general algorithm for multistage multicomponent separation calculations // *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. 1973. Vol. 51, Issue 5. P. 601–606. DOI: 10.1002/cjce.5450510512. (In Engl.).
13. Olds R. H., Sage B. H., Lasey W. N. Phase equilibria in hydrocarbon system. Composition of the dew-point gas of the methane-water system // *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*. 1942. Vol. 34. P. 1223–1227. (In Engl.).
14. Stryjek R., Vera J. H. PRSV: An Improved Peng-Robinson Equation of State for Pure Compounds and Mixtures // *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. 1986. Vol. 64, Issue 2. P. 323–333. DOI: 10.1002/cjce.5450640224. (In Engl.).
15. Arnold K., Styuart M. Spravochnik po oborudovaniyu dlya kompleksnoy podgotovki gaza [Handbook of equipment for complex gas treatment] / trans. from Engl. B. N. Klizmo. Moscow, 2009. 602 p. ISBN 978-5-903363-17-9. (In Russ.).



**MANIKHIN Oleg Yurievich**, Head of Corrosion Monitoring Service of LLC «Gazprom dobycha Noyabrsk», Noyabrsk; Postgraduate Student of Transport, Oil and Gas Storage, Standardization and Certification Department, Omsk State Technical University (OmSTU), Omsk.

**SHALAY Viktor Vladimirovich**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Transport, Oil and Gas Storage, Standardization and Certification Department, President of OmSTU, Omsk.

SPIN-code: 2322-6820

AuthorID (RSCI): 9913

ORCID: 0000-0003-0635-4849

AuthorID (SCOPUS): 35792469000

AuthorID (SCOPUS): 56755298300

AuthorID (SCOPUS): 57190972363

ResearcherID: P-8233-2015

#### For citations

Manikhin O. Yu., Shalay V. V. Implementation and evaluation of efficiency of gas preliminary drying system during operation of process equipment of complex gas treatment unit // Omsk Scientific Bulletin. Series Aviation-Rocket and Power Engineering. 2020. Vol. 4, no. 3. P. 71–80. DOI: 10.25206/2588-0373-2020-4-3-71-80.

Received July 27, 2020.

© O. Yu. Manikhin, V. V. Shalay