

# АНАЛИЗ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ПРИ СМЕНЕ АБСОРБЕНТА ДИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ НА ТРИЭТИЛЕНГЛИКОЛЬ

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

На основании расчетных данных, полученных при использовании программного комплекса моделирования технологических процессов подготовки углеводородного сырья отечественной разработки «GIBBS», в статье подтверждено преимущество триэтиленгликоля относительно диэтиленгликоля с точки зрения снижения температуры точки росы по воде осушенного газа в изменяющихся термобарических условиях эксплуатации технологического оборудования установки комплексной подготовки газа. Расчетные параметры подтверждены опытными данными, полученными при эксплуатации системы осушки природного газа на объектах ООО «Газпром добыча Ноябрьск», где в качестве абсорбента используется триэтиленгликоль.

**Ключевые слова:** дожимная компрессорная станция, абсорбционная осушка газа, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль, температура точки росы, моделирование технологических процессов.

## Введение

Необходимость осушки газа обусловлена тем, что содержащаяся в газе жидкость способствует не только образованию газовых гидратов, но и образованию жидкостных пробок в пониженных местах газопроводов при снижении температуры газа [1]. Как следствие, повышается гидравлическое сопротивление трубопровода и снижается его пропускная способность, что влечет увеличение потребления топливного газа газоперекачивающими агрегатами последующих компрессорных станций магистрального газопровода (МГ) [2]. Кроме того, некачественная подготовка газа в зимнее время года может привести к «подмерзанию» линейных шаровых кранов МГ, что потенциально создает аварийную ситуацию, вызванную отсутствием возможности оперативного закрытия данной запорной арматуры в дистанционном режиме [3].

Для обеспечения требуемой температуры точки росы по воде для природного газа в качестве абсорбентов используют диэтиленгликоль или триэтиленгликоль [4, 5]. Температура точки росы осушенного газа, приведенная 3,92 МПа, при летнем режиме эксплуатации не должна быть выше минус 14°C, а при зимнем не выше минус 20°C [6].

Достижение этих параметров требует высокой эффективности работы соответствующего оборудования (аппараты воздушного охлаждения газа, колонны-десорберы, теплообменники), обеспечивающего поддержание параметров основных процессов при любых изменениях характеристик сырья. В реальных условиях действующего промысла на существующем оборудо-

вании выполнение данной задачи затруднительно, а достигаемый результат не всегда стабилен. Поэтому, с целью повышения эффективности абсорбционной осушки газа, выполнен анализ эксплуатации системы осушки природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ) взамен диэтиленгликоля (ДЭГ).

Согласно данным технической литературы, преимущество ТЭГ заключается в том, что он обладает меньшим давлением насыщенных паров, чем ДЭГ [7, 8]. Следовательно, его потери за счет уноса с осушенным газом и при регенерации будут ниже. При этом ТЭГ обеспечивает большую депрессию точки росы газа, чем ДЭГ (в среднем на 5–6°C), обладая более высокой температурой начала разложения. Последнее позволяет повысить температуру регенерации гликоля без использования вакуумных насосов, что обеспечивает более высокую концентрацию регенерированного гликоля и, в конечном счете, снижает точку росы газа. Основные физико-химические свойства диэтиленгликоля и триэтиленгликоля представлены в табл. 1.

## Теоретические основы

В ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в 2015 году на базе Инженерно-технического центра введен в эксплуатацию программный комплекс моделирования промышленной подготовки, переработки и транспорта природного и попутного газа, газового конденсата и нефти GIBBS [9, 10]. Используемые в данном программном продукте теоретические методы, в основе которых лежат принципы современной технической термодинамики и использование уравнения со-

Таблица 1. Основные физико-химические свойства ДЭГ и ТЭГ  
Table 1. Basic physicochemical properties of DEG and TEG

Показатель	Значение	
	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_4H_8(OH)_2$	$C_6H_{12}(OH)_2$
Относительная молекулярная масса	106,12	150,17
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,1184	1,1254
Вязкость при 20 °С, МПа·с	35,7	47,8
Теплоемкость при 20 °С, кДж/кг·К	2,09	2,2
Теплота парообразования (при 0,1 МПа), кДж/кг	629	416
Температура начала разложения, °С	164,4	206,7
Скрытая теплота парообразования при 101,3 кПа,	628,1	367,0
Теплота растворения воды в гликолях при 90 °С,	134,9	210,0
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5,1	3,72

стояния для расчета фазовых превращений и теплофизических свойств углеводородных смесей, являются универсальными и позволяют моделировать в широком диапазоне условий технологические процессы промышленной подготовки природного газа [11].

Большинство физико-химических процессов протекает в условиях, близких к равновесным или стремящимся к ним. Процессы, протекающие в условиях испарения или конденсации, в которых рабочим телом являются природные углеводородные смеси, не являются исключением. Программный продукт GIBBS использует для расчетов фазового равновесия, PVT свойств равновесных фаз и калориметрических свойств смесей уравнения ван-дер-ваальсового типа, имеющие кубический вид относительно объема, а именно уравнение состояния Пенга – Робинсона (PR, ПР), которое имеет вид [12]:

$$P = \frac{RT}{(v-b)} + \frac{a\alpha}{v((v+b)+b(v-b))}. \quad (1)$$

Параметры:

$$a\alpha = a \left[ 1 + (0,37464 + 1,54226W^2)(1 - Tr^{0,5}) \right]^2; \quad (2)$$

$$a = 0,45724 \frac{(RT_c)^2}{P_c}; \quad (3)$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_c}{P_c}. \quad (4)$$

Используемые обозначения:

- $P$  — давление;
- $v$  — молярный объем;
- $T$  — температура;
- $R$  — универсальная газовая постоянная;
- $Tr$  — относительная температура ( $T/T_c$ );
- $Pr$  — относительное давление ( $P/P_c$ );
- $T_c$  — критическая температура;
- $P_c$  — критическое давление;
- $x_i$  — мольное содержание компонента в смеси.

Второй член уравнения является поправкой на силы взаимного притяжения молекул смеси. Для расчета коэффициента сжимаемости удобен полиномиальный вид уравнения:

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0, \quad (5)$$

где  $Z$  — коэффициент сжимаемости.

$$Z = \frac{PV}{RT}; \quad (6)$$

$$A = a\alpha \frac{P}{(RT)^2}; \quad (7)$$

$$B = b \frac{P}{(RT)}. \quad (8)$$

При использовании уравнения состояния для многокомпонентной смеси используются следующие правила смешения (с учетом коэффициентов парного взаимодействия):

$$a\alpha = \sum_i \sum_j x_i x_j a\alpha_{ij}; \quad (9)$$

$$a\alpha_{ij} = \sum_i \sum_j (1 - C_{ij}) (a\alpha_i a\alpha_j)^{0,5}; \quad (10)$$

$$b = \sum_i x_i b_i. \quad (11)$$

Используемые для расчета тепловых балансов значения энтальпии и энтропии определяются следующим образом:

$$H = H^{id} + \Delta H; \quad (12)$$

$$S = S^{id} + \Delta S. \quad (13)$$

Избыточные свойства (отклонения энтальпии и энтропии) могут быть рассчитаны по выражениям, полученным путем интегрирования уравнения состояния:

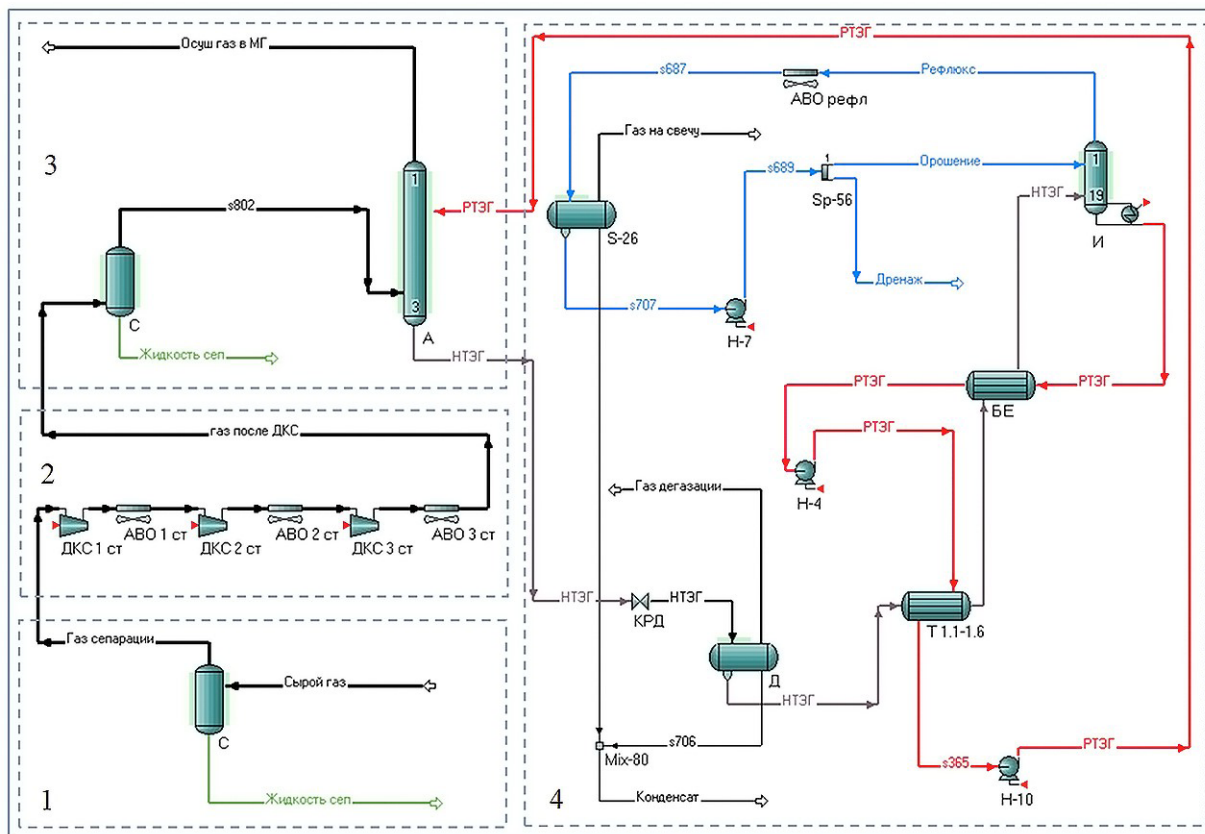


Схема 1. Расчетная модель УКПГ Западно-Таркосалинского газового промысла, выполненная в программном комплексе GIBBS:

1 — цех очистки газа; 2 — дожимная компрессорная станция;  
3 — цех осушки газа; 4 — блок огневой регенерации гликоля

Scheme 1. Design model of UKPG of West Tarkosalinsky gas fishery created in GIBBS software complex:

1 — gas treatment shop; 2 — booster compressor station;  
3 — gas dehydration workshop; 4 — glycol fire regeneration unit

$$\frac{\Delta H}{RT} = 1 - Z + \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left( 1 - T \frac{d(\alpha\alpha)}{dT} \right) \ln \frac{z + 2,414B}{z - 0,414B}; \quad (14)$$

$$\frac{\Delta S}{R} = \ln(Z - B) + \frac{1}{R2\sqrt{2}b} \frac{d(\alpha\alpha)}{dT} \ln \frac{z + 2,414B}{z - 0,414B}. \quad (15)$$

Для расчета коэффициентов летучести компонента в каждой из фаз используется выражение:

$$\ln \varphi_i = \frac{b_i(Z - 1)}{b} - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left( \frac{2\sum \eta_i \alpha \alpha_{ij}}{\alpha \alpha} - \frac{b_i}{b} \right) \ln \frac{z + 2,414B}{z - 0,414B}. \quad (16)$$

В программе доступно также уравнение ПР в модификации Стрижека и Веры [13] — PRSV. Модификация касается расчета члена  $\alpha\alpha$ .

### Результаты моделирования

С целью сравнения качества осушки сеноманского газа при применении различных абсорбентов в системе комплексного моделирования технологических процессов подготовки

углеводородного сырья GIBBS были выполнены предварительные расчетные исследования эффективности работы цеха осушки газа установки комплексной подготовки газа Западно-Таркосалинского газового промысла. Технологический процесс подготовки природного газа на УКПГ представлен на расчетной схеме 1.

Сырой газ, содержащий пластовую минерализованную воду скважин, подается в цех очистки газа. После сепарации газ поступает на дожимную компрессорную станцию (ДКС). На ДКС применяется схема 3-ступенчатого компримирования газа (табл. 2). В качестве газоперекачивающих агрегатов (ГПА) используются ГПА-16ДКС «Урал» с газотурбинной установкой на базе авиационного двигателя ПС-90ГП2 (НПО «Искра», г. Пермь) [14]. Центробежные нагнетатели (ЦБН) 1-ой, 2-ой и 3-ей ступени сжатия оснащены «сухими» газодинамическими уплотнениями по типу «газ-газ». На всех 3-х ступенях ДКС в ЦБН применены сменные проточные части (СПЧ) со степенью сжатия 2,2. Для охлаждения газа после компримирования используются аппараты воздушного охлаждения (АВО) типа «Айсберг» [15].

После ДКС газ подается в технологический корпус подготовки сеноманского газа на абсорбционную осушку и далее, после узла замера, в магистральный газопровод.

Таблица 2. Техническая характеристика дожимной компрессорной станции  
Table 2. Technical characteristics of booster compressor station

Степень сжатия	Тип ГПА	Тип ЦБН	Тип СПЧ	Степень сжатия
1	ГПА-16ДКС-08 «Урал»	295ГЦ2-500/26-45М	СПЧ-295-16/21-2,2 СМ	2,2
	ГПА-16ДКС-12 «Урал»	910-41-1СМП	СПЧ 910-16-21/2,2СМП	
2	ГПА-16ДКС-08 «Урал»	295ГЦ2-500/26-45М	СПЧ-295-16/41-2,2-СМ	
	ГПА-16ДКС-06 «Урал»	498-22-1Л	СПЧ-498-16/41-2,2	
3	ГПА-16ДКС-06 «Урал»	498-11-1Л	СПЧ 498-76/2,2	

Таблица 3. Компонентный состав подготавливаемого газа  
Table 3. Component composition of the prepared gas

Определяемый показатель	Молярная доля, %
Метан	95,89
Этан	1,6
Пропан	0,74
Изобутан	0,23
Н-бутан	0,223
Неопентан	0,002
Изопентан	0,088
Н-пентан	0,058
Гексаны	0,089
Азот	0,92
Гелий	0,0147
Диоксид углерода	0,138
Водород	0,001
Кислород	0,005

Базовыми режимами эксплуатации технологического оборудования, принятыми в ходе прогнозных расчетов УКПГ, являются температуры контакта «газ-гликоль»: для летнего периода данное значение принято на уровне 30 °С, а для зимнего 20 °С. Компонентный состав подготавливаемого сырья представлен в табл. 3.

При моделировании, согласно расчетной модели УКПГ Западно-Таркосалинского газового промысла, выполнена оптимизация режимов регенерации, которая заключалась в обеспечении максимальных концентраций рассматриваемых абсорбентов путем регулировки нагрева куба колонны-десорбера с учетом предельно допустимых значений. Последние определялись температурами начала термической деструкции гликолей и равных 164,4 °С для ДЭГ и 206,7 °С для ТЭГ.

Сравнение результатов расчета, выполненного в программном комплексе моделирования технологических процессов GIBBS, для ДЭГ и ТЭГ на зимнем и летнем режиме эксплуатации УКПГ, представлено в табл. 4.

При повышении температуры контакта «газ-гликоль» с 20 °С до 30 °С требуемая температура точки росы по воде (не выше минус 14 °С) дости-

гается. При этом расчет с применением ТЭГ показывает большую эффективность по отношению к ДЭГ. Так, для товарного газа на выходе ЦОГ УКПГ ТТРв при летнем режиме эксплуатации с использованием ДЭГ составила минус 17,86 °С, в то время как в случае с ТЭГ минус 18,98 °С, а при зимнем режиме эксплуатации минус 25,52 °С и минус 26,99 °С соответственно.

С целью выполнения сравнительного анализа выполнено моделирование работы абсорбционного оборудования при снижении давления сырого газа на входе в абсорбционное оборудование с текущих 6,72 МПа до 5 МПа. Установлено, что снижение давления газа после компримирования на дожимной компрессорной станции на 1,72 МПа, при неизменных исходных параметрах, приведет к снижению эффективности эксплуатации абсорбционного оборудования по параметру ТТРв осушенного газа на величину 1,36 °С — 1,98 °С.

Выполненные расчеты подтверждают представленные и описанные в технической литературе данные в части снижения ТТРв при использовании ТЭГ относительно ДЭГ. Определена обратная пропорциональная зависимость влияния

Таблица 4. Сравнение результатов расчета осушки сеноманского газа с использованием растворов ДЭГ и ТЭГ в системе комплексного моделирования GIBBS  
Table 4. Comparison of senoman gas drying results using DEG and TEG solutions in the GIBBS integrated modelling system

Параметр	ЗИМА		ЛЕТО	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
Расход сырьевого газа на входе в абсорбер, тыс. м <sup>3</sup> /ч	271	271	271	271
Влагодержание газа на входе в абсорбер, г/ст. м <sup>3</sup>	0,37	0,37	0,46	0,46
<b>АБСОРБЕР</b>				
Число теоретических тарелок, ед.	3	3	3	3
Температура контакта «газ-гликоль», °С	20	20	30	30
Параметры абсорбента:				
Уд. расход абсорбента, кг/тыс. м <sup>3</sup>	11	11	11	11
Объемный расход абсорбента, м <sup>3</sup> /ч	2,683	2,667	2,683	2,667
Массовый расход, кг/ч	3000	3000	3000	3000
Мольный расход, кмоль/ч	29,65	21,46	29,63	21,47
Конц. рег. абсорбента (на входе), % масс.	98,99	98,99	99	98,98
Конц. нас. абсорбента (на выходе), % масс. <b>при Р осушаемого газа 6,72 МПа</b>	95,80	95,81	95,29	95,26
Конц. нас. абсорбента (на выходе), % масс. <b>при Р осушаемого газа 5 МПа</b>	95,86	95,85	95,37	95,33
<b>ДЕСОРБЕР</b>				
Давление, бар (абс.)	0,6	0,9	0,6	0,9
Температура куба, °С	160	204	160	204
ТТРв газа, приведенная к 3,92 МПа, °С <b>при Р осушаемого газа 6,72 МПа</b>	-25,52	-26,99	-17,86	-18,98
Преимущество ТЭГ перед ДЭГ по параметру ТТРв, приведенная к 3,92 МПа, °С <b>при Р осушаемого газа 6,72 МПа</b>	-1,47		-1,12	
ТТРв газа, приведенная к 3,92 МПа, °С <b>при Р осушаемого газа 5 МПа</b>	-24,16	-25,55	-15,94	-17,00
Преимущество ТЭГ перед ДЭГ по параметру ТТРв, приведенная к 3,92 МПа, °С <b>при Р осушаемого газа 5 МПа</b>	-1,39		-1,06	
Снижение эффективности эксплуатации ЦОГ УКПГ по показателю ТТРв газа, приведенная к 3,92 МПа, °С, за счет снижения давления компримирования газа на ДКС с 6,72 до 5 МПа	1,36	1,44	1,92	1,98

термобарических параметров эксплуатации технологического оборудования на эффективность абсорбционной осушки природного газа:

— с увеличением температуры контакта «газ-гликоль» эффективность гликолевой осушки кратно снижается. Градиент ТТРв осушенного газа для зимнего и летнего режимов эксплуатации в среднем повышается для ДЭГ на 7,94 °С, для ТЭГ на 8,28 °С;

— с увеличением давления в цехе осушки газа эффективность абсорбционной осушки повышается. При увеличении давления компримированного газа на 1,72 МПа градиент ТТРв осушенного газа на зимнем и летнем режимах эксплуатации в среднем снижается для ДЭГ на 1,64 °С, для ТЭГ на 1,71 °С.

#### Практическое применение

Представленные выше расчеты подтверждены опытными данными, полученными при экс-

плуатации системы осушки природного газа на объектах ООО «Газпром добыча Ноябрьск», где в качестве абсорбента используется триэтиленгликоль.

С целью поддержания необходимой глубины осушки газа требуемая концентрация регенерированного триэтиленгликоля поддерживается на уровне 98,5–98,7% масс. Данная концентрация достигается при температуре в кубовой части десорбера не выше 195 °С. Таким образом, рабочая температура блока огневой регенерации гликоля ниже на 11,7 °С температуры его термического разложения. Таким образом, потери ТЭГ от термической деструкции, при нарушении технологического режима УКПГ, будут минимальными.

Фактический унос триэтиленгликоля с потоком осушенного газа не превышает 1–2 г/тыс. м<sup>3</sup> подготовленного газа.

По результатам отчета химико-аналитической лаборатории изменение режима эксплуатации блока огневой регенерации триэтиленгликоля

без применения вакуумной регенерации привело к снижению в рефлюксной воде УКПГ концентрации гликоля с 1,94% (вакуумные насосы включены) до 0,36% (вакуумные насосы отключены). То есть использование вакуумных насосов в системе регенерации гликоля увеличивает унос абсорбента более чем в 5 раз.

### Заключение

Анализируя полученные результаты, можно сказать следующее.

На основании расчетных данных подтверждено преимущество ТЭГ относительно ДЭГ с точки зрения снижения ТТРв.

Преимуществом ТЭГ перед ДЭГ является снижение уноса с осушенным газом и при его регенерации с рефлюксом, вследствие более низкого давления насыщенных паров, что подтверждено практическими данными. Как результат,кратно снижается подача жидкости орошения на верх колонны дефлегматора с 186 кг/ч до 66 кг/ч, что повышает энергоэффективность блока огневой регенерации гликоля.

Начало термической деструкции ТЭГ происходит при 206,7°C, что значительно выше, чем у ДЭГ, так как температура термической деструкции последнего наступает уже при 164,4°C. Таким образом, при использовании ТЭГ в качестве абсорбента не требуется дорогостоящее дооснащение десорбера системой вакуумной регенерации, которая необходима для снижения давления в десорбере с целью эффективного выпаривания поглощенной влаги из гликоля при более низких температурах.

Стоимость ТЭГ в 2–2,5 раза выше ДЭГ, но данный факт компенсируется постоянными эксплуатационными затратами на ДЭГ, которые вызваны:

- пополнением ДЭГ в системе из-за его высокого уноса с газом и рефлюксом;
- дополнительными затратами на электроэнергию для создания вакуума и эксплуатационными затратами на его содержание.

### Список источников

1. Грищенко А. И., Истомин В. А., Кульков А. И. [и др.]. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. 472 с. ISBN 5-247-03818-5.
2. Котляр И. Я., Пиляк В. М. Эксплуатация магистральных газопроводов. М.: Недра, 1971. 248 с.
3. Иванцов О. М., Фролова Ю. А. Безопасность трубопроводного транспорта нефти и природного газа // Территория «Нефтегаз». 2012. № 3. С. 5–8.
4. Бекиров Т. М., Ланчаков Г. А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 596 с.
5. Скобло А. И., Молоканов Ю. К., Владимиров А. И., Щелкунов В. А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. М.: Недра, 2000. 677 с.
6. 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.

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

8. Карнаухов М. Л., Кобычев В. Ф. Справочник мастера по подготовке газа. М.: Инфра-Инженерия, 2009. 256 с. ISBN 5-9729-0018-3.

9. GIBBS. Основные функции // GIBBS. Моделирование в нефтегазовой отрасли. URL: <http://www.gibbsim.ru/node/16> (дата обращения: 20.02.2020).

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. 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.

14. АО «РЭП Холдинг» поставит СПЧ на Западно-Таркосалинское месторождение // Турбины и Дизели. Специализированный информационно-технический журнал. URL: <http://www.turbine-diesel.ru/rus/node/4060> (дата обращения: 13.02.2020).

15. Регламент технологический опасных производственных объектов Западно-Таркосалинского месторождения. Основные надписи. Введ. 2016–02–15. М.: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», 2016. С. 30–38.

**МАНИХИН Олег Юревич**, заместитель начальника отдела исследования технологических процессов 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. Анализ работы технологического оборудования установки 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.

Статья поступила в редакцию 17.03.2020 г.

© О. Ю. Манихин, В. В. Шалай

# PROCESS EQUIPMENT ANALYSIS INTEGRATED GAS TREATMENT UNIT FOR DIETHYLENE GLYCOL ABSORBENT CHANGE TO TRIETHYLENE GLYCOL

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

Based on the calculated data obtained by using the software complex of modeling of technological processes for preparation of hydrocarbon raw materials of the domestic development «GIBBS», the article confirmed the advantage of triethylene glycol relative to diethylene glycol in terms of reduction of dew point temperature of dried gas in changing thermobaric conditions of operation of technological equipment of the complex gas treatment plant. The design parameters are confirmed by experimental data obtained during operation of the natural gas drying system at the facilities of Gazprom dobycha Noyabrsk LLC, where triethylene glycol is used as an absorbent.

**Keywords:** booster compressor station, gas absorption drying, diethylene glycol, triethylene glycol, dew point temperature, process modeling.

## References

1. Grishchenko A. I., Istomin V. A., Kulkov A. I. [et al.]. Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii [Gas collection and field preparation in the northern fields of Russia]. Moscow, 1999. 472 p. ISBN 5-247-03818-5. (In Russ.).
2. Kotlyar I. Ya., Pilyak V. M. Ekspluatatsiya magistral'nykh gazoprovodov [Operation of main gas pipelines]. Moscow, 1971. 248 p. (In Russ.).
3. Ivantsov O. M., Frolova Yu. A. Bezopasnost' truboprovodnogo transporta nefiti 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.).
4. Bekirov T. M., Lanchakov G. A. Tekhnologiya obrabotki gaza i kondensata [Technology of gas and condensate treatment]. Moscow, 1999. 596 p. (In Russ.).
5. Skoblo A. I., Molokanov Yu. K., Vladimirov A. I., Shchelkunov V. A. Protssesy i apparaty neftegazopererabotki i neftekhimii [Processes and apparatuses for oil and gas processing and petrochemicals]. Moscow, 2000. 677 p. (In Russ.).
6. STO Gazprom 089-2010. Gaz goryuchiy prirodnyy, postavlyayemyy i transportiruyemyy po magistral'nykh gazoprovodam. Tekhnicheskiye usloviya. Osnovnyye nadpisi [Combustible natural gas supplied and transported through gas pipelines. Technical specifications. The main inscriptions]. Moscow, 2010. 4 p. (In Russ.).
7. Afanas'yev A. I., Bekirov T. M., Barsuk S. D. Tekhnologiya pererabotki prirodnogo gaza i kondensata [Technology for processing natural gas and condensate]. Moscow, 2002. 517 p. ISBN 5-8365-0107-6. (In Russ.).
8. Karnaukhov M. L., Kobychyev V. F. Spravochnik mastera po podgotovke gaza [Handbook for gas preparation]. Moscow, 2009. 256 p. ISBN 5-9729-0018-3. (In Russ.).
9. GIBBS. Osnovnyye funktsii [GIBBS. Main functions] // GIBBS. Modelirovaniye v neftegazovoy otrasli [Modeling in the oil and gas industry]. URL: <http://www.gibbsim.ru/node/16> (accessed: 20.02.2020). (In Russ.).
10. Manikhin O. Yu., Ozhereliev D. A., Medvedev M. V. [et al.]. Kompleksnoye modelirovaniya tekhnologicheskikh protsessov promyslovyoy podgotovki uglevodородnogo 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.).
11. 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.).
12. 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.).
13. 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.).
14. AO «REP Kholding» postavit SPCH na Zapadno-Tarkosalinskoye mestorozhdeniye [JSC «REP Holding» will deliver an HRS to the West Tarkosalinskoye field] // Turbiny i Dizeli. Spetsializirovanny informatsionno-tekhnicheskiy zhurnal. *Turbines & Diesels. Specialized Information & Technical Publications*. URL: <http://www.turbine-diesel.ru/rus/node/4060> (accessed: 13.02.2020). (In Russ.).
15. Reglament tekhnologicheskiiy opasnykh proizvodstvennykh ob"yektov Zapadno-Tarkosalinskogo mestorozhdeniya. Osnovnyye nadpisi [Technological regulations for hazardous production facilities of the West Tarkosalinsky field. The main inscriptions]. Moscow, 2016. P. 30–38. (In Russ.).

---

**MANIKHIN Oleg Yurievich**, Deputy Head of Technological Processes Research Department, Engineering and Technical Center 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. Process equipment analysis integrated gas treatment unit for diethylene glycol absorbent change to triethylene glycol // 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.

Received March 17, 2020.

© O. Yu. Manikhin, V. V. Shalay