

УДК 66.074

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ВЛАГИ С ПОМОЩЬЮ ДИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ

Китов Егор Сергеевич¹,
egorkitov3@gmail.com

Ерофеев Владимир Иванович¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Добыча природного газа и попутных нефтяных газов сопровождается необходимой подготовкой газа для поставки потребителю для коммерческого использования. В частности, на месторождениях газа и нефти применяется отделение всех побочных гомологов метана, влаги и других углеводородных соединений, входящих в состав попутных нефтяных газов, ухудшающих условия эксплуатации оборудования и понижающих качество исходного сырья. При постоянно растущей степени обводненности газовых и нефтяных месторождений необходимо поступательное развитие технологических методов подготовки газа, в том числе одного из наиболее распространенных в РФ – абсорбционного метода осушки природного и попутных нефтяных газов от примесей воды.

Цель: обосновать применение диэтиленгликоля как наиболее эффективного абсорбента в условиях Крайнего Севера при подготовке природного газа.

Объект: установка комплексной подготовки природного газа.

Метод. Расчет модели установки комплексной подготовки газа произведен в программном комплексе UniSim Design R470.

Результаты. Исследовано влияние основных технологических параметров: температуры, давления процесса абсорбционной осушки природного газа на абсорбенте диэтиленгликоль на установке подготовки газа для удаления примесей воды. Определены оптимальные условия по давлению и температуре для эффективного удаления влаги из природного газа методом абсорбции воды диэтиленгликолем при высоком давлении входного сырья. Показано, что применение абсорбента диэтиленгликоля наиболее эффективно в условиях Крайнего Севера. При использовании диэтиленгликоля в качестве абсорбента для осушки природного газа от воды при низких температурах значительно уменьшаются энергозатраты на компримирование газа, его охлаждение перед абсорбером и расход осушителя по сравнению с другими абсорбентами. Определены наиболее эффективные технологические параметры работы абсорбционной установки по осушке природного газа при концентрации диэтиленгликоля 98 % мас. и расходе сырого природного газа 385 тыс. м³/ч. Диэтиленгликоль уже при температуре контакта 19 °С осушает газ до регламентируемых показателей температуры точки росы минус 20 °С и давлении в установке подготовки газа не менее 4 МПа и выше. Напротив, превышение температуры контакта газ–диэтиленгликоль выше 20 °С и снижение давления менее 4 МПа приводит к значительному повышению энергозатрат, уносу абсорбента диэтиленгликоля и ухудшению экономических показателей процесса осушки природного газа от примесей воды.

Ключевые слова:

абсорбционная осушка природного газа, диэтиленгликоль, природный газ, давление, температура, температура точки росы, расчет модели, установка подготовки газа.

Введение

В настоящее время на многих нефте- и газодобывающих предприятиях Российской Федерации для удаления капельной влаги из попутных нефтяных и природных газов на установках подготовки природного газа применяется абсорбционный метод для удаления примесей воды с помощью различных абсорбентов. Необходимо отметить, что настоящий абсорбционный метод широко распространен на северных газовых месторождениях для очистки природных газов от примесей воды [1].

В последние годы из-за длительной эксплуатации многих газовых месторождений в Российской Федерации их дальнейшая разработка сопровождается снижением избыточного давления углеводородного сырья.

Большое влияние на снижение добычи сырья оказывает истощение месторождения, ведущее к падению пластового давления и увеличению влаги в природном газе. Вследствие этого для поддержания рентабельности добычи природного газа важное значе-

ние приобретает повышение технологической эффективности подготовки природного газа.

Выбор эффективной технологии осушки и количество этапов чаще всего зависит от источника природного газа. Стадия обезвоживания природных газов необходима для удаления воды, которая присутствует в различных количествах в зависимости от условий на входе [2].

Большинство эксплуатируемых газовых месторождений РФ находятся на стадии падения показателей добычи, вследствие этого идет нарастание содержания влаги в газе. Для поддержания плановых показателей по добыче природных газов на газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях проводятся дополнительные инвестиционные мероприятия для повышения эффективности подготовки газа к транспортировке.

Повышение эффективности абсорбционного метода осушки газа обусловлено оптимизацией параметров технологического режима работы установки и оптимальным подбором абсорбента.

В данной работе представлены результаты разработки технологии очистки природного газа на основе математической модели для удаления влаги из природного газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ), включая метод регенерации абсорбента.

Методология проведения эксперимента

Разработанная модель процесса осушки природного газа от примесей влаги методом абсорбции ДЭГ рассчитана при помощи программы для симуляции химических процессов UniSim Design R470.

Необходимыми исходными параметрами для процесса абсорбционной осушки природного газа являются: давление, температура и природа абсорбента, его физико-химические свойства.

В результате выполненных математических расчетов подобраны оптимальные технологические параметры (температура, давление и другие) для получения коммерческого осушенного газа, соответствующего отраслевому стандарту Газпрома [3], основные: точка росы по влаге и точка росы по углеводородам [4].

Исходные параметры для моделирования – технологические параметры УПГ месторождения X – приведены в табл. 1.

Таблица 1. Входные параметры для расчета модели

Table 1. Input parameters for simulation

Температура контакта газ–ДЭГ Gas–diethylene glycol (DEG) contact temperature, °C	20
Концентрация DEG, % мас./DEG concentration, % wt.	98
Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа Drying gas pressure in front of the absorber, MPa	4
Давление в абсорбере, МПа/Pressure in the absorber, MPa	4
Расход ДЭГ, м ³ /ч/DEG flow, m ³ /h	1,45
Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч Dried gas glow, thous. m ³ /h	385
Содержание влаги, м ³ /ч/Moisture content, m ³ /h	2,7

Состав природного газа, поступающего на вход УПГ описан в табл. 2.

Для абсорбента ДЭГ основными критериями для установления эффективных технологических параметров абсорбционного процесса удаления влаги из природного газа являются: давление газа на входе, температура контакта газ–ДЭГ, температура точки росы по влаге и углеводородам [5–7].

Таблица 2. Исходный состав природного газа

Table 2. Feed composition of natural gas

Компоненты исходного газа Feed gas components	Объемные доли Vol. %
CH ₄	0,928
C ₂ H ₆	0,029
C ₃ H ₈	0,0103
n-C ₄ H ₁₀	0,0023
i-C ₄ H ₁₀	0,0048
N ₂	0,0009
CO ₂	0,0144
H ₂ O	0,0094

Из исходных параметров для расчета теоретической модели на основе уравнений были рассчитаны оптимальные технологические параметры абсорбера:

диаметр 2,5 м, высота 15 м. Функционально аппаратное устройство абсорбера состоит из нескольких секций:

- Нижняя сепарационная, в которой происходит процесс наибольшего отделения пластовой воды и конденсата из природного газа.
- Массообменная, в которой происходит процесс поглощения целевых компонентов в газовой смеси жидким абсорбентом.
- Верхняя фильтрующая, в которой происходит процесс тонкой очистки газа от абсорбента, выходящего из массообменной секции.

С помощью программного комплекса UniSim Design R470 была рассчитана математическая модель процесса абсорбционной осушки газа и разработана технологическая схема установки абсорбционной осушки природного газа от примесей воды с помощью ДЭГ (рис. 1). Также было рассчитано количество необходимого абсорбента ДЭГ для осушки газа, и определена температура точки росы по влаге для коммерческого газа.

По входным величинам были рассчитаны основные технологические параметры: температура точки росы по газу составила минус 21,35 °С; унос ДЭГ вместе с осушенным газом после абсорбера 0,64 кг/ч, или 1 г/1000 м³; рассчитана массовая концентрация насыщенного ДЭГ – 88 % мас. Некоторые параметры, такие как температура точки росы (ТТР) по газу и унос ДЭГ, сильно зависят от давления газа и контактной температуры. Выполнен анализ действия основных параметров осушки природного газа методом абсорбции.

Изменение давления. Увеличение давления на входе установки подготовки газа ведет к снижению температуры точки росы осушенного газа, что показано на рис. 2. При этом выявлена зависимость, сопоставимая с теоретическими данными [8, 9]. Абсорбент ДЭГ обеспечивает температуру точки росы минус 20 °С и ниже при давлении 4 МПа. При более низких температурах ДЭГ осушает газ до еще более низких температур точек росы, также зимний период года районов Крайнего Севера положительно помогает процессу осушки газа [10, 11]. Унос ДЭГ сильно зависит от изменения давления в УПГ, обнаруживается аналогичная обратно пропорциональная зависимость: при увеличении давления на входе в УПГ унос ДЭГ уменьшается кратно, как и в описываемом случае выше с ТТР по газу (рис. 3). Следует отметить, что в зимний период затрачивается меньше энергоресурсов на охлаждение абсорбента ДЭГ благодаря погодным условиям [12].

Изменение температуры. Увеличение температуры контакта газ–ДЭГ в абсорбере ведет к увеличению ТТР по влаге, что качественно ухудшает характеристику осушаемого природного газа [13, 14]. При температуре контакта газ–ДЭГ ниже 20 °С ДЭГ показывает существенно более низкие ТТР по влаге (рис. 4). На основании вышеназванного критерия ДЭГ является наиболее приоритетным абсорбентом при эксплуатации газовых месторождений в преимущественно

холодных климатических зонах России [15]. ДЭГ уже при температуре контакта 19 °С осушает газ до регламентируемых показателей ТТР минус 20 °С. ТТР

ниже минус 20 °С при абсорбционной осушке природного газа ДЭГ достигается при температуре контакта 19 °С.

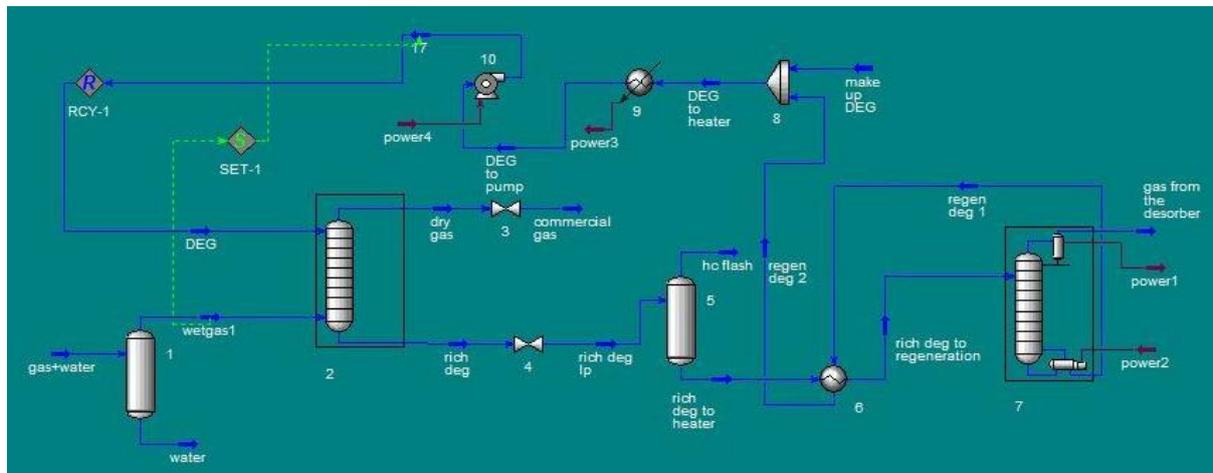


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема установки абсорбционной осушки природного газа от примесей воды с помощью диэтиленгликоля, разработанная в UniSim Design R470: 1, 5 – двухфазный сепаратор; 2 – абсорбер; 3, 4 – регулирующий клапан; 6 – печь для подогрева насыщенного диэтиленгликолем; 7 – десорбер диэтиленгликоля; 8 – смеситель для восстановленного диэтиленгликоля и концентрированного диэтиленгликоля; 9 – теплообменник; 10 – насос

Fig. 1. Schematic diagram of the plant for absorption dehydration of natural gas from water impurities using DEG, developed in UniSim Design R470: 1, 5 – two-phase separator; 2 – absorber; 3, 4 – control valve; 6 – heater for heating saturated diethylene glykol; 7 – diethylene glykol desorber; 8 – mixer for reconstituted diethylene glykol and concentrated diethylene glykol; 9 – heat exchanger; 10 – pump

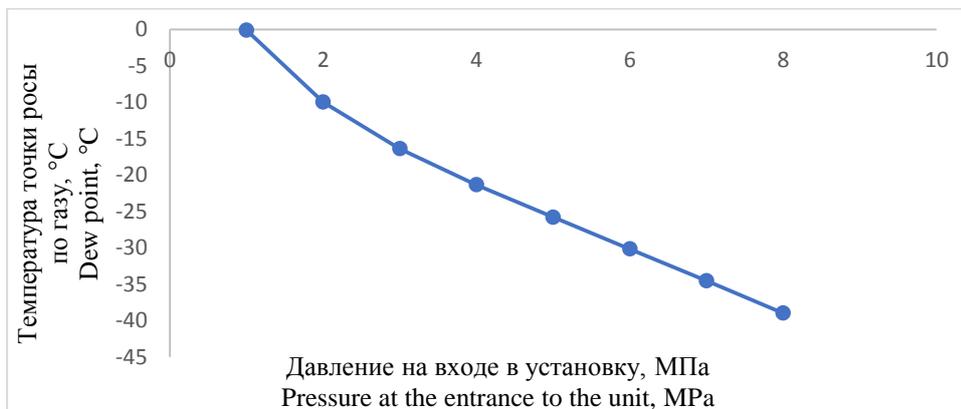


Рис. 2. Зависимость температуры точки росы газа от давления на входе в установку

Fig. 2. Dependence of gas dew point temperature on the pressure at the inlet to the unit

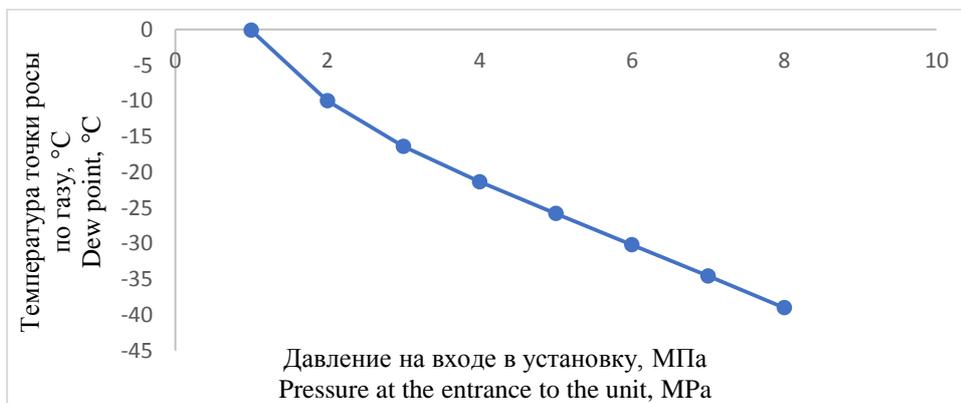


Рис. 3. Зависимость уноса диэтиленгликоля от давления на входе в установку

Fig. 3. Dependence of diethylene glykol entrainment on the pressure at the inlet to the unit

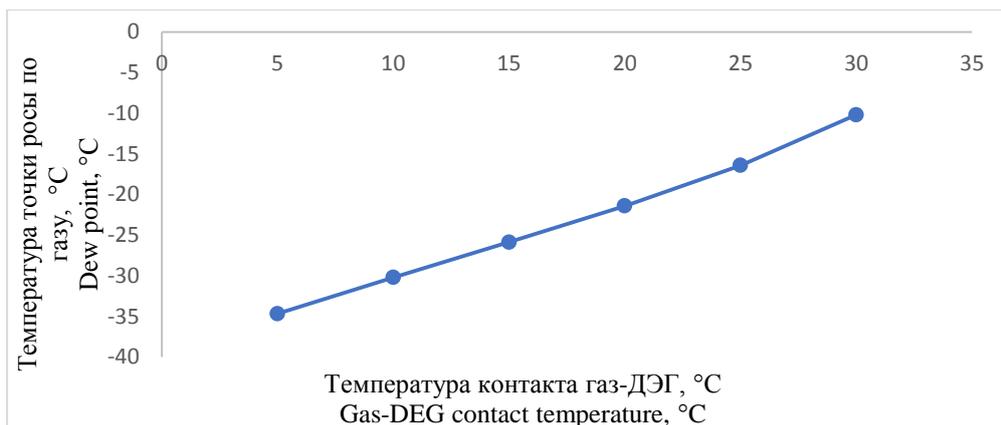


Рис. 4. Зависимость температуры точки росы газа от температуры контакта газ–диэтиленгликоль

Fig. 4. Dependence of the gas dew point temperature on the gas–diethylene glykol contact temperature

Изменение температуры контакта газ–ДЭГ в большую сторону ведет к увеличению уноса ДЭГ уже в осушенном газе (рис. 5, табл. 3). Нарастание темпе-

ратуры контакта газ–ДЭГ увеличивает унос ДЭГ в установке подготовки газа [16].

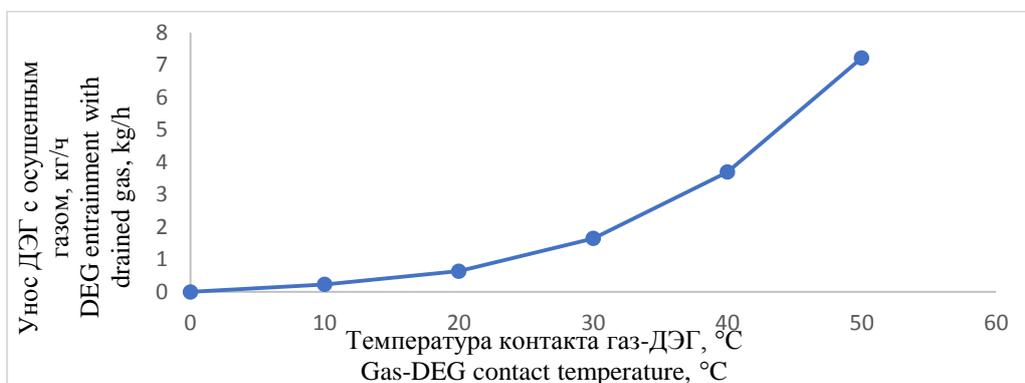


Рис. 5. Зависимость уноса диэтиленгликоля с осушенным газом от температуры контакта газ–диэтиленгликоль

Fig. 5. Dependence of diethylene glykol entrainment with dried gas on the gas–diethylene glykol contact temperature

Таблица 3. Технологические параметры процесса осушки природного газа

Table 3. Technological parameters of natural gas drying

Абсорбент Absorbent	Давление на входе, МПа Inlet pressure, MPa	Температура контакта газ–ДЭГ, °C Gas-DEG contact temperature, °C	Температура точки росы, °C Dew point temperature, °C	Расход абсорбента, м ³ /ч Absorbent flow, m ³ /h
ДЭГ DEG	4	15	-25,82	1,45

Так, уже при температуре контакта 40 °C унос ДЭГ составляет 3,70 кг/ч, или 4,2 г/1000 м³, а при 50 °C – 7,22 кг/ч, или 8,2 г/1000 м³. Из этого следует, что при увеличении температуры контакта газ–ДЭГ выше 49 °C происходит унос ДЭГ выше 8 г/1000 м³, что экономически убыточно.

Для уменьшения уноса ДЭГ, как и для понижения температуры точки росы при заданных параметрах рассмотрена модернизация внутреннего конструктива абсорбера, а именно монтаж пакетной вихревой насадки, что позволит проводить процесс массообме-

на по природному газу на скорости до 5,5 м/с. Сейчас чаще всего применяются насадки, работающие в пленочном режиме на скорости до 2 м/с [17, 18].

Применение абсорбента ДЭГ в качестве осушителя на северных месторождениях в России выгодно при поддержании температуры контакта газ–ДЭГ меньше 20 °C, так как в этих условиях достигается более низкая температура точки росы и его более высокая экономическая эффективность [19–22].

Заключение

Проведенные исследования и расчеты абсорбционной осушки природного газа в программе Unisim Design R470 показали, что применение абсорбента диэтиленгликоля для осушки природного газа от воды более целесообразно, особенно для северных месторождений России и районов Крайнего Севера; увеличение давления на входе в установку по осушке природного газа от воды уменьшает температуру точки росы и унос диэтиленгликоля. Увеличение температуры контакта газ–диэтиленгликоль напрямую влияет на увеличение температуры точки росы, что ведет к понижению товарных характеристик осушенного газа. Для получения необходимой температуры точки

росы в минус 20 °С необходима температура контакта газ–диэтиленгликоль 21 °С. Необходимо отметить, что существенный недостаток использования абсорбента диэтиленгликоля для осушки природного газа от примесей воды будет проявляться в летний период, тогда потребуются дополнительные энергоресурсы для охлаждения абсорбента диэтиленгликоля перед подачей в абсорбер и поддержание определенной температуры контакта газ–диэтиленгликоль для получения осушенного газа с регламентными значениями.

Определены наиболее эффективные технологические параметры работы абсорбционной установки по

осушке природного газа при концентрации диэтиленгликоля 98 % мас. и расходе сырого природного газа 385 тыс. м³/ч. Диэтиленгликоль уже при температуре контакта 19 °С осушает газ до регламентируемых показателей температуры точки росы минус 20 °С и давлении в установке подготовки газа не менее 4 Мпа и выше. Напротив, превышение температуры контакта газ–диэтиленгликоль выше 20 °С и снижение давления менее 4 МПа приводит к значительному повышению энергозатрат, уносу абсорбента диэтиленгликоля и ухудшению экономических показателей процесса осушки природного газа от примесей воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
2. Carroll J. Natural gas hydrates: a guide for engineer. – United Kingdom: Gulf Professional Publ., 2020. – 340 p.
3. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.
4. Natural gas dehydration by desiccant materials / A.A. Farag Hassan, M.M. Ezzat, H. Amer, A.W. Nashed // Alexandria Engineering Journal. – 2011. – V. 50. – P. 431–439.
5. Бриков А.В., Магадова Л.А. Основные факторы, влияющие на деградацию гликолей в условиях нефтепромысловых системах // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 6 (119). – С. 3–7.
6. Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. Fundamentals of natural gas processing. – Boca Raton, USA: CRC Press, 2012. – 574 p.
7. Прокопов А.В., Истомин В.А. Абсорбционные технологии промысловой подготовки газоконденсатных газов // Вести газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 165–173.
8. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 279 с.
9. Kohl L., Nielsen R.B. Gas purification. – USA: Gulf Professional Publ., 2004. – 280 p.
10. Neagu M., Cursaru D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2017. – V. 37. – P. 326–339.
11. Rahimpour M.R., Saidi M., Seifi M. Improvement of natural gas dehydration performance by optimization of operating conditions: a case study in Sarkhun as processing plant // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2013. – V. 15. – P. 118–126.
12. Perry R., Green D.W. Perry's chemical engineers' handbook. – New York: McGRAW-HILL, 2008. – 2403 p.
13. Kong Z.Y., Mahmoud A. Revamping existing glycol technologies in natural gas dehydration to improve the purity and absorption efficiency: available methods and recent developments // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 56. – P. 486–503.
14. Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG gas dehydration systems // Energy. – 2009. – V. 34. – P. 1910–1916.
15. Мельников В.Б., Федорова Е.Б., Гафарова Э.Б. Сравнительная оценка адсорбентов для осушки природного газа при производстве сжиженного природного газа // Химия и технология топлив и масел. – 2020. – № 1 (617). – С. 23–25.
16. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
17. Ворошин А.В., Чагин О.В., Блиничев В.Н. Математическое описание процесса ректификации бинарных систем в ректификационной колонне с пакетной вихревой насадкой // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. – 2013. – Т. 56. – № 11. – С. 120–123.
18. Расширение диапазона устойчивой и эффективной работы теплообменников аппаратов со струйно-пленочными контактными устройствами / И.Н. Мадьшев, В.В. Харьков, А.О. Маясова, А.В. Дмитриев // Вестник Технологического университета. – 2020. – Т. 23. – № 12. – С. 118–121.
19. Лиинтин И.А., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Особенности промысловой подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 96–102.
20. Китов Е.С., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Анализ технологии промысловой подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 31–38.
21. Лиинтин И.А., Ерофеев В.И. Влияние термобарических параметров на эффективность процесса подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 11. – С. 32–36.
22. Simulation and feasibility analysis of structured packing replacement in absorption column of natural gas dehydration process: a case study for Farashband gas processing plant, Iran / Seyyed Mohammad Jokar, Hamid Reza Rahimpour, Hossein Momeni, Mohammad Reza Rahimpour, Hamed Abbasfard // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2014. – V. 18. – P. 336–350.

Дата поступления: 01.01.2023 г.
Дата рецензирования: 20.01.2023 г.

Информация об авторах

Китов Е.С., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ерофеев В.И., доктор технических наук, профессор, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 66.074

TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF THE PROCESS FOR NATURAL GAS EFFECTIVE ABSORPTION DRYING FROM MOISTURE USING DIETHYLENE GLYKOL

Egor S. Kitov¹,
egorkitov3@gmail.com

Vladimir I. Erofeev¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. The extraction of natural and associated petroleum gases is accompanied by the necessary gas preparation for delivery to the consumer for commercial use. In particular, in gas and oil fields, the separation of all side homologues of methane, moisture and other non-hydrocarbon compounds that are part of associated petroleum gases, which worsen the operating conditions of equipment and lower the quality of the feedstock, are used. With the ever-increasing degree of water cut in gas and oil fields, it is necessary to progressively develop technological methods for gas treatment, including one of the most common in the Russian Federation – the absorption method of drying natural and associated petroleum gases from water impurities.

Purpose: to substantiate the use of diethylene glycol in preparation of natural gas, as the most effective absorbent in the Far North.

Object: complex natural gas treatment unit.

Method. The calculation of the model of the complex gas treatment unit was carried out in the UniSim Design R470 software package.

Results. The influence of the main technological parameters: temperature, pressure of absorption drying of natural gas on the absorbent diethylene glycol at the gas treatment plant for the removal of water impurities is investigated. The optimal pressure and temperature conditions for effective removal of moisture from natural gas by the method of water absorption by diethylene glycol at high pressure of the input raw material are determined. It is shown that the use of diethylene glycol absorbent is most effective in the conditions of the Far North. When diethylene glycol is used as an absorbent for drying natural gas from water at low temperatures, the energy consumption for gas compression, its cooling in front of the absorber, and the consumption of the dryer are significantly reduced compared to other absorbents. The most effective technological parameters of the operation of an absorption plant for drying natural gas at a diethylene glykol concentration of 98 % wt. and raw natural gas consumption of 385 thousand m³/h were determined. Diethylene glykol already at a contact temperature of 19 °C dries the gas to the regulated dew point temperature of minus 20 °C and pressure in the gas treatment unit of at least 4 MPa and above. On the contrary, exceeding the gas–diethylene glykol contact temperature above 20 °C and lowering the pressure below 4 MPa lead to a significant increase in energy consumption, the entrainment of the diethylene glycol absorbent and the deterioration of the economic indicators of the natural gas drying from water impurities.

Key words:

absorption drying of natural gas, diethylene glycol, natural gas, pressure, temperature, dew point temperature, model calculation, gas treatment plant.

REFERENCES

- Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 472 p.
- Carroll J. *Natural gas hydrates: a guide for engineer*. United Kingdom, Gulf Professional Publishing, 2020. 176 p.
- STO Gazprom 089-2010. *Gaz goryuchiy prirodny, postavlyaemy i transportiruemy po magistralnym gazoprovodam. Tekhnicheskie usloviya* [Natural gas, supplied and transported through main gas pipelines. Technical conditions]. Moscow, OAO Gazprom Publ., 2010. 15 p.
- Farag Hassan A.A., Ezzat M.M., Amer H., Nashed A.W. Natural gas dehydration by desiccant materials. *Alexandria Engineering Journal*, 2011, vol. 50, pp. 431–439.
- Brikov A.V., Magadova L.A. Major aspects of degradation of glycols used in oilfield systems. *Oil and Gas Journal*, 2018, vol. 119, no. 6, pp. 3–7. In Rus.
- Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. *Fundamentals of natural gas processing*. Boca Raton, CRC Press publishing, 2014. 574 p.
- Prokopov A.V., Istomin V.A. Absorption technologies of field preparation of gas condensate gases. *Vesti gazovoy nauki*, 2016, vol. 2 (26), pp. 165–173. In Rus.
- Lanchakov G.A., Kulkov A.N., Zibert G.K. *Tekhnologicheskie protsessy podgotovki prirodnogo gaza i metody rascheta oborudovaniya* [Technological processes of natural gas preparation and methods of equipment calculation]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 279 p.
- Kohl L., Nielsen R.B. *Gas purification*. USA, Gulf Professional Publ., 2004. 280 p.
- Neagu M., Cursaru D. Technical and economic evaluations of the triethylene glycol regeneration processes in natural gas dehydration plants. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol. 37, pp. 326–339.
- Rahimpour M.R., Saidi M., Seifi M. Improvement of natural gas dehydration performance by optimization of operating conditions: a case study in Sarkhun as processing plant. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2013, vol. 15, pp. 118–126.
- Perry R., Green D.W. *Perry's chemical engineers' handbook*. New York, McGRAW-HILL, 2008. 2403 p.
- Kong Z.Y., Mahmoud A. Revamping existing glycol technologies in natural gas dehydration to improve the purity and absorption efficiency: available methods and recent developments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 56, pp. 486–503.
- Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG gas dehydration systems. *Energy*, 2009, vol. 34, pp. 1910–1916.
- Melnikov V.B., Fedorova E.B., Gafarova E.B. Comparative evaluation of adsorbents for natural gas dehydration at liquefied natural gas plant. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2020, vol. 56, no. 1, pp. 31–35.
- Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 472 p.
- Voroshin A.V., Chagin O.V., Blinichev V.N. *Matematicheskoe opisaniye protsessa rektifikatsii binarnykh sistem v rektifikatsion-*

- noy kolonne s paketnoy vikhrevoiy nasadkoy [Mathematical description of the process of rectification of binary systems in a rectification column with a batch vortex nozzle]. *Izvestia of higher educational institutions. Series: Chemistry and Chemical Technology*, 2013, vol. 56, no. 11, pp. 120–123.
18. Madyshchikov I.N., Kharkov V.V., Mayasova A.O., Dmitriev A.V. Expanding the range of stable and efficient operation of heat and mass exchangers with jet-film contact devices. *Bulletin of the Technological University*, 2020, vol. 23, no. 12, pp. 118–121. In Rus.
 19. Liintin I.A., Erofeev V.I., Dzhililova S.N. Features of commercial treatment of natural gas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 96–102. In Rus.
 20. Kitov E.S., Erofeev V.I., Dzhililova S.N. Analysis of technologies of natural gas field preparation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 31–38. In Rus.
 21. Liintin I.A., Erofeev V.I. Influence of temperature and pressure conditions on the efficiency of natural gas preparation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 11, pp. 32–36. In Rus.
 22. Seyyed Mohammad Jokar, Hamid Reza Rahimpour, Hossein Momeni, Mohammad Reza Rahimpour, Hamed Abbasfard Simulation and feasibility analysis of structured packing replacement in absorption column of natural gas dehydration process: a case study for Farashband gas processing plant, Iran. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, vol. 18, pp. 336–350.

*Received: 1 January 2023.
Reviewed: 20 January 2023.*

Information about the authors

Egor S. Kitov, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vladimir I. Erofeev, Dr. Sc., professor, academician of RANS, National Research Tomsk Polytechnic University.