

УДК 66.074

ОСОБЕННОСТИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Лиинтин Илья Алексеевич¹,
quw_06@mail.ru

Ерофеев Владимир Иванович¹,
erofeevvi@mail.ru

Джалилова София Насибуллаевна¹,
dzhaililovasn@mail.ru

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

Актуальность. В настоящее время Российская Федерация наращивает темпы добычи природного газа путем ввода новых газовых месторождений. Но помимо новых имеются разработанные месторождения, большая часть которых находится на последней стадии разработки, то есть в периоде падающей добычи. Газ, добываемый на данных месторождениях, характеризуется низкими пластовыми давлениями, высоким содержанием влаги и механических примесей по сравнению с первоначальными (проектными) значениями. Наличие влаги и механических примесей отрицательно влияет на его дальнейшую переработку и транспортировку. Вследствие этого при достижении требуемых значений показателей качества отраслевого стандарта могут возникнуть проблемы во время подготовки газа путем абсорбционной или адсорбционной осушки природного газа, а также проблемы, связанные с дальнейшим транспортом газа по трубопроводам. Поэтому исследование и сравнение двух этих технологических процессов подготовки природного газа являются актуальными на сегодняшний день, поскольку многие промышленные предприятия по добыче газа используют два этих процесса подготовки газ.

Цель: анализ двух технологических процессов подготовки природного газа: абсорбции и адсорбции; выбор наиболее эффективного и рентабельного процесса с точки зрения промышленных масштабов в условиях газовых промыслов нефтегазовых предприятий Российской Федерации.

Результаты. Проведен обзор двух процессов осушки природного газа процессами абсорбции и адсорбции от примесей влаги и механических примесей. Рассмотрены особенности двух процессов, а именно свойства абсорбентов, адсорбентов, технологические схемы, зарубежный опыт, а также их достоинства и недостатки.

Ключевые слова:

Адсорбционная осушка газа, абсорбционная осушка газа, температура точки росы, установка комплексной подготовки газа, природный газ, триэтиленгликоль, диэтиленгликоль.

Введение

Природный газ представляет собой смесь углеводородов с различными примесями. Помимо примесей в сыром газе, добываемом из скважины, всегда присутствует влага в виде паров. Надежность эксплуатации оборудования установки комплексной подготовки газа (УКПГ), безгидратная транспортировка газа, вследствие которой могут меняться термобарические параметры транспортируемой продукции, выдвигают определенные требования к качеству транспортируемого газа. Данные требования отражаются в отраслевом стандарте ОАО «Газпром» [1], главные из них – это точка росы по влаге (ТТРв) и точка росы по углеводородам (ТТРу). Подача природного газа без предварительной осушки и очистки в систему магистральных газопроводов может приводить к скапливанию жидкости, а это, в свою очередь, – к образованию газогидратов, осаждению твердых веществ на стенках газопровода и его закупорке [2].

Подготовка природного газа может проводиться типовыми методами осушки – абсорбционным или адсорбционным. Помимо этих двух методов существуют еще и низкотемпературные методы подготовки газа, которые в данном обзоре не рассматриваются.

Обоснование того или иного метода подготовки природного газа является неотъемлемой частью разработки технологий и эксплуатации газоконденсат-

ных месторождений. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки.

Абсорбционный метод осушки природного газа

Известно, что абсорбция является наиболее распространенным методом среди различных процессов осушки природного газа.

В процессе абсорбции водяной пар в потоке газа абсорбируется в потоке жидкого растворителя. После чего осуществляется его регенерация в процессе десорбции воды из насыщенного абсорбента до определенной степени и циркуляционная подача обратно в процесс абсорбции. В качестве абсорбента, как правило, используют гликоли, такие как диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ) [3].

При осушке природных газов методом абсорбции к магистральному транспорту природного газа предъявляются следующие требования к компонентно-фракционному составу газа:

- содержание метана должно быть не менее 97 %;
- содержание углеводородов C_5H_{12+} не более 0,2 %;
- сернистые соединения должны отсутствовать или быть в следовом количестве [4].

Гликоль должен соответствовать ряду требований [5]:

- высокая гигроскопичность воды из потока добываемого природного газа;

- слабая взаимная растворимость абсорбента и углеводородных компонентов природного газа;
- низкое давление насыщенных паров;
- легкость регенерации до высоких концентраций;
- низкая вязкость при условиях эксплуатации абсорбера;
- высокая стойкость к термическому разложению и окислению;
- малая коррозионная активность при условиях эксплуатации;
- малая склонность к пенообразованию;
- невступление в химические реакции с природным газом и его примесями.

В той или иной степени гликоли соответствуют всем вышеперечисленным требованиям [6].

Они обладают высокой гигроскопичностью по отношению к воде, легко регенерируются до высоких концентраций абсорбента при нагреве, не вступают в химические реакции с компонентами природного газа и его примесями, их чистые растворы имеют низкую вероятность вспенивания [6]. За рубежом в основном используется ТЭГ. Главной причиной этого является промышленная база на химических предприятиях для его производства. Следует отметить, что ДЭГ несколько дешевле, чем ТЭГ. Этот фактор также повлиял на выбор ДЭГ на газовых промыслах Российской Федерации. Однако, если заменить ДЭГ на ТЭГ, экономия будет колоссальной. Данное нововведение окупится за короткое время [5].

В существующей научно-технической литературе подробно рассмотрены физико-химические свойства гликолей (диэтиленгликоля и триэтиленгликоля) [7]. В табл. 1 приведены общие физико-химические свойства диэтиленгликоля и триэтиленгликоля.

Из данных табл. 1 видно, что физико-химические свойства ДЭГ и ТЭГ близки. Главными различиями являются значение вязкости и температуры кипения. Эти два параметра в высокой степени влияют на тех-

нологические параметры работы абсорбера и десорбера [8]. На рис. 1 представлена принципиальная технологическая схема гликолевой осушки природного газа [9, 10]. Типовые установки подготовки газа методом абсорбции позволяют достигать температуры точки росы по воде в диапазоне от -10 до -20 °С.

Таблица 1. Основные свойства триэтиленгликоля и диэтиленгликоля

Table 1. Physical and chemical properties of triethylene glycol and diethylene glycol

Показатели/Indicators	Диэтиленгликоль Diethylene glycol	Триэтиленгликоль Triethylene glycol
Химическая формула Chemical formula	$C_4H_{10}O_3$	$C_6H_{14}O_4$
Молекулярная масса/Molecular mass	107,12	150,18
Относительная плотность Relative density	1,118	1,126
Температура кипения Boiling point, °C	244,8	278,3
Давление насыщенных паров при 20 °C, Па Saturated vapor pressure at 20 °C, Pa	1,31	1,31
Температура замерзания Freezing point, °C	-8	-7,2
Вязкость при 20 °C, мПа·с Viscosity at 20 °C, mPa·s	35,7	47,8
Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К) Specific heat, kJ/(kg·K)	2,09	2,20
Теплота испарения, кДж/кмоль Heat of evaporation, kJ/kmole	68,87	62,6
Теплопроводность, Вт/(м ² ·°C) Thermal conductivity, W/(m ² ·°C)	0,25	0,23
Электропроводность, 1/(Ом·см) Electrical conductivity, 1/(Ω·cm)	$3,1 \cdot 10^{-8}$	$8,4 \cdot 10^{-8}$
Дипольный момент при 30 °C, Д Dipole moment at 30 °C, D	2,69	3
Критическая температура, °C Critical temperature, °C	410	440
Критическое давление, МПа Critical pressure, MPa	5	3,72

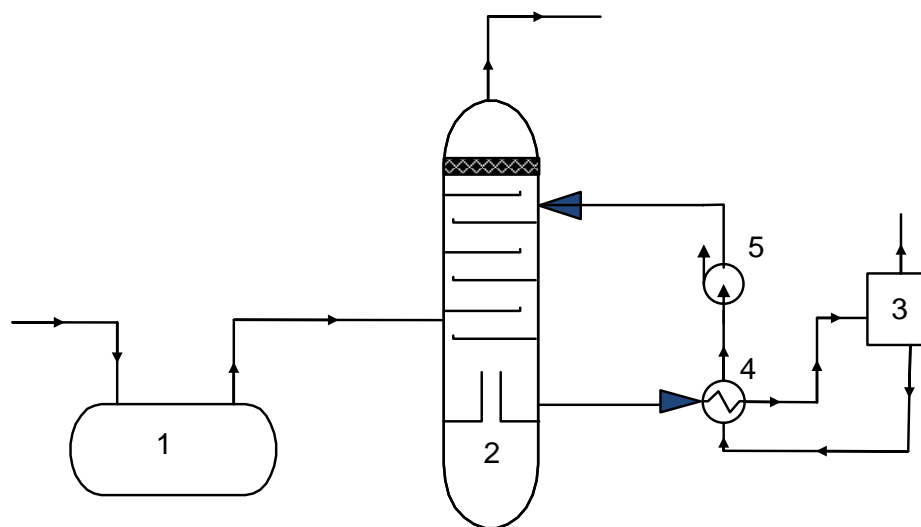


Рис. 1. Схема абсорбционной осушки природного газа триэтиленгликолем: 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля; 4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос

Fig. 1. Scheme of absorption dehydration of natural gas with triethylene glycol: 1 – separator; 2 – absorber; 3 – glycol regenerator; 4 – glycol-glycol heat exchanger; 5 – pump

Газ со скважин проходит входной сепаратор – 1, где от него отделяется жидкая водная фаза (конденсационная вода с примесью пластовой минерализованной воды либо водный раствор ингибитора гидратообразования, если система промышленного сбора газа функционирует в гидратоопасном режиме), далее поступает в абсорбер – 2, где и осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля. Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод и подается потребителю. В схему входит система регенерации насыщенного раствора гликоля от воды – 3, а также насосы, теплообменники и некоторое другое оборудование.

Оценка технического уровня подготовки газа за рубежом

В настоящее время США, Канада, Франция, ФРГ, Англия и ряд других стран имеют передовую технологию и технику подготовки и обработки природных и нефтяных газов от примесей воды. В большинстве своем технический уровень технологических процессов в этих странах близок, а отличия не носят принципиального характера. Это объясняется высокой степенью интеграции в области техники и технологий. Основное отличие газоперерабатывающих установок состоит в аппаратурном оформлении.

Следует отметить, что в США и Канаде газы не делят на природные и нефтяные. Используется единый термин «natural gas». Нет четкого деления также на промышленные и заводские установки. Часто все установки называют заводом.

Обобщение материалов технической литературы показывает, что для подготовки природных газов применяются те же принципы, что и в РФ и странах СНГ. Отличия заключаются в следующем [10]:

- сроки ввода установок и заводов за рубежом значительно короче: от начала проектирования до освоения мощностей проходит 2–3 года;
- заводы отличаются меньшей численностью обслуживающего персонала, что связано с высоким профессионализмом рабочих, уровнем автоматизации и минимальным количеством управленческих кадров;
- пластовая продукция большинства месторождений характеризуется повышенным содержанием этана и более тяжелых углеводородов; это также является одним из основных факторов, обуславливающих глубокую переработку газов;
- отсутствуют общие нормы на точки росы газа по воде и углеводородам. Установлены более жесткие нормы на содержание сернистых соединений в газе – не более 5,7 мг/м³;
- широкое применение находят малогабаритные технологические установки, более половины которых имеют мощность по сырью до 300 млн м³ в год. Такое положение объясняется общим характером переработки газов, независимо от объемов добычи, с целью квалифицированного использования их ресурсов. Это в первую очередь связано с большой концентрацией в газе этана, пропана и бутанов и рыночным отношением к производству;

- для поддержания рентабельности технологических установок часто проводятся их реконструкции. При этом наиболее широко осуществляется переход на более низкие изотермы конденсации, преимущественно с использованием турбодетандерных агрегатов;
- выдается огромное количество патентов на новые процессы, большинство из которых носит рекламный характер и не находит применения.

Как и другие способы осушки природного газа, абсорбционный метод имеет ряд преимуществ и недостатков, которые представлены в табл. 2 [4].

Таблица 2. Преимущества и недостатки абсорбции
 Table 2. Advantages and disadvantages of absorption

Преимущества/Advantages	Недостатки/Disadvantages
<ul style="list-style-type: none"> • низкие перепады давления low pressure drops • невысокие эксплуатационные расходы low operating costs • можно осушать газы с высоким содержанием веществ, разрушающих твердые сорбенты it is possible to dry gases with a high content of substances that destroy solid sorbents 	<ul style="list-style-type: none"> • температура газа должна составлять более 40 °С gas temperature must be more than 40 °C • уровень осушки является средним drying level is average • возможно вспенивание абсорбента во время подготовки газа absorbent foaming is possible during gas treatment

Адсорбционный метод осушки природного газа

Адсорбционный метод осушки природного газа значительно менее распространен на газовых промыслах газоконденсатных месторождений Российской Федерации, чем абсорбционный метод подготовки.

Адсорбционная осушка природного газа – это метод, в котором твердые осушители (адсорбенты) адсорбируют воду чаще всего с помощью молекулярных сит, силикагелей или оксида алюминия. Как правило, система для адсорбции должна быть как минимум двухуровневой, поскольку в одном слое происходит осушка газа, а во втором адсорбент регенерируется. Регенерация адсорбента производится подогретым газом [11].

Адсорбция – поверхностное явление, при котором молекулы жидкости или газа адсорбируются на поверхности твердого тела. Когда молекулы газа находятся в контакте с твердой поверхностью, водяной пар, растворенный в газе, сначала конденсируется в порах, а затем удерживается на поверхности пор силами, которые зависят от реакций или физических взаимодействий. Существует два типа адсорбции: химическая и физическая.

Адсорбенты – это твердые вещества, используемые в виде осушителя, на которых молекулы газа взаимодействуют с поверхностью твердого тела в процессе адсорбции [6].

Одной из важных характеристик для различных адсорбентов является полярность поверхности адсорбента, то есть их сродство с полярными веществами, в частности с водой.

При осушке природного газа от примесей воды методом адсорбции используемые адсорбенты должны удовлетворять следующим требованиям [6]:

- большая площадь поверхности для высокой производительности;
- высокая скорость массообмена;
- легкая регенерация.

Наиболее распространенными адсорбентами, используемыми в качестве осушителей, являются: силикагели, молекулярные сита и оксид алюминия [12, 13].

В табл. 3, которая составлена по материалам [12, 14, 15], представлены марки промышленных адсорбентов.

Таблица 3. Основные марки промышленных адсорбентов

Table 3. Main brands of industrial adsorbents

Марка цеолита Zeolite brand	Диаметр пор, А Pore diameter, A	Российский аналог Russian analogue	Адсорбируемые молекулы Molecules adsorbed
3A	3	КА	H ₂ O, NH ₃
4A	4	NaA	H ₂ O, NH ₃ , этанол (ethanol), H ₂ S, CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₆
5A	5	CaA	H ₂ O, NH ₃ , этанол (ethanol), H ₂ S, CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₆ , n-C ₄ H ₉ OH, n-C ₄ H ₁₀ , C ₃ H ₈ ...C ₂₂ H ₄₆ , R-12
13X	10	NaX	H ₂ O, NH ₃ , этанол (ethanol), H ₂ S, CO ₂ , SO ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₆ , n-C ₄ H ₉ OH, n-C ₄ H ₁₀ , C ₃ H ₈ ...C ₂₂ H ₄₆ , R-12, другие молекулы с эффективным диаметром менее 10Å (other molecules with an effective diameter less than 10A)

Адсорбционная осушка на молекулярных ситах является разновидностью физической адсорбции. Адсорбционная способность цеолитов не изменяется и не сильно зависит от влагосодержания газа, данный факт отмечен в работе [16]. Промышленные установки подготовки природного газа, основанные на адсорбционном методе осушки газа, могут включать смешанные слои адсорбента с целью удаления влаги и других нежелательных компонентов в одном аппарате [17].

Установки адсорбционной осушки природного газа позволяют достичь температуры точки росы по воде от –40 до –100 °С. На рис. 2 представлена принципиальная технологическая схема установки адсорбционной осушки природного газа [11].

Газ из скважин, перед тем как поступить в адсорбер, проходит сепаратор – С-1, где от газа отделяются капельная жидкость и механические примеси. Из сепаратора газ поступает в адсорбер, где сверху вниз проходит через один из адсорберов. Осушенный газ отводится в коллектор сухого газа. Второй адсорбер в это время находится на стадии регенерации (нагрев, охлаждение или ожидание).

Газ для регенерации отбирается из потока осушенного газа и компрессорами – ДК подается для подогрева в печь – П-1, затем с температурой 170–190 °С подается снизу вверх через адсорбер, в котором производится десорбция тяжелых углеводородов и воды. Газ, используемый для регенерации, охла-

ждается в воздушном холодильнике – ВХ и поступает в сепаратор – С-2, в котором от газа отделяется вода и сконденсированные тяжелые углеводороды. После сепаратора – С-2 газ возвращается во входной сепаратор – С-1 и повторно проходит весь цикл.

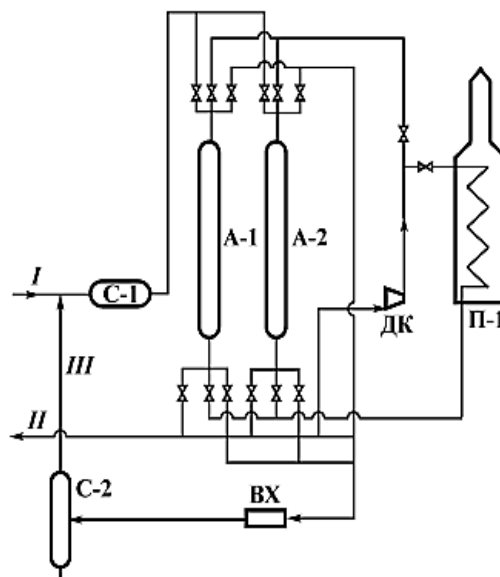


Рис. 2. Схема адсорбционной осушки природного газа: А-1, А-2 – адсорберы; П-1 – печь; С-1, С-2 – сепараторы; ВХ – воздушный холодильник; ДК – дожимной компрессор

Fig. 2. Scheme of natural gas adsorption dehydration: А-1, А-2 – adsorbents; P-1 – furnace; С-1, С-2 – separators; ВХ – air cooler; ДК – booster compressor

Широкое применение адсорбционный процесс подготовки газа как в России, так и за рубежом нашел при осушке сжиженных газов, используемых в качестве моторного топлива или хладагента. Данный процесс очень хорош, поскольку достигается очень низкая температура точки росы по воде [18]. Лидерами в мире по подготовке СПГ являются Китай и США [19].

Адсорбционный процесс осушки природного газа, так же как и любой другой процесс подготовки газа, имеет ряд преимуществ и недостатков (табл. 4) [20].

Таблица 4. Преимущества и недостатки адсорбции
Table 4. Advantages and disadvantages of adsorption

Преимущества/Advantages	Недостатки/Disadvantages
<ul style="list-style-type: none"> • адсорбенты служат продолжительное время adsorbents serve for a long time • процесс отличается надежностью и простотой process is reliable and simple • достижение высокой депрессии и низкой температуры точки росы achieving high drawdown and low dew point temperature • на качество осушки не оказывают существенное влияние ни давление, ни температура quality of drying is not significantly affected by pressure and temperature 	<ul style="list-style-type: none"> • большие эксплуатационные и капитальные затраты high operating and capital costs

Заключение

Подводя итог, можно отметить следующее: каждый из рассмотренных процессов подготовки газа имеет свои преимущества и недостатки.

Адсорбционный процесс осушки природного газа больше подходит в том случае, если необходима более низкая температура точки росы по воде. Данный процесс более распространен за рубежом, чем в России. При этом, если газовые промыслы начнут вводить данный процесс осушки, он быстро окупится, и проблем с веществом-осушителем будет гораздо меньше хотя бы потому, что осушитель без регенерации может работать около 2–3 лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 4. – С. 19–23.
3. 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.
4. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
5. Carroll J. Natural gas hydrates: a guide for engineer. – United Kingdom: Gulf Professional Publ., 2020. – 340 p.
6. Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. Fundamentals of natural gas processing. – Boca Raton, USA: CRC Press, 2012. – 574 p.
7. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 279 с.
8. 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. 327–340.
9. Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbers for TEG gas dehydration systems // Energy. – 2009. – V. 34. – P. 1910–1916.
10. Perry R., Green D.W. Perry's chemical engineers' handbook. – New York: McGRAW-HILL, 2008. – 2400 p.
11. Energy separation and condensation effects in pressure energy recovery process of natural gas supersonic dehydration / Yang Liu, Xuewen Cao, Jian Yang, Yuxuan Li, Jiang Bian // Energy Conversion and Management. – 2021. – V. 245. – P. 557–572.
12. Netusil M., Dittl P. Comparison of three methods for natural gas dehydration // Journal of Natural Gas Chemistry. – 2011. – V. 20. – P. 471–476.
13. García L., Poveda Y., Rodríguez G. Adsorption separation of oxidative coupling of methane effluent gases. Mini-plant scale experiments and modeling // Journal of natural gas science and engineering. – 2019. – V. 61. – P. 106–118.
14. Lorpradit N., Khunatorn Y., Jaruwatupant N. Binary gas dehydration using molecular sieve 4A within the pressure-vacuum swing adsorption // Energy. – 2022. – V. 239. – P. 137–145.
15. 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.
16. Algieri C., Drioli E. Zeolite membranes: synthesis and applications // Separation and purification technology. – 2021. – V. 278. – P. 295–312.
17. Northrop S., Sundaram N. Modified cycles, adsorbents improve gas treatment, increase molsieve life // Oil and Gas Journal. – 2008. – V. 106. – № 29. – P. 54–60.
18. Bahraminia S., Anbia M., Koohsaryan E. Dehydration of natural gas and biogas streams using solid desiccants: a review // Frontiers of Chemical Science and Engineering. – 2021. – V. 15 (5). – P. 1050–1074.
19. Wei L. A look at the development trend of liquefaction technology from China's LNG plants // Report at International Business Congress. – Duisburg, Germany, January 2019. URL: <https://www.international-bc-online.org/wp-content/uploads/2019/02/8.-CNPC-ENG-1.pdf> (дата обращения 10.04.2022).
20. Katilla M.C., Santos A., Tamires R. Natural gas dehydration by adsorption using MOFs and silicas: a review // Separation and Purification Technology. – 2021. – V. 276. – P. 409–428.

Поступила 18.05.2022 г.

Информация об авторах

Лиинтин И.А., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

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

Джалилова С.Н., кандидат технических наук, ассистент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 66.074

FEATURES OF COMMERCIAL TREATMENT OF NATURAL GAS

Iliia A. Liintin¹,
quw_06@mail.ru

Vladimir I. Erofeev¹,
erofeevi@mail.ru

Sofia N. Dzhaliilova¹,
dzhaliilovasn@mail.ru

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

The relevance. Today, the Russian Federation is increasing the pace of natural gas production by introducing new gas fields. But in addition to new ones, there are developed fields, most of which are at the last stage of development, that is, in a period of declining production. The gas produced from these fields is characterized by low reservoir pressures, high moisture content and mechanical impurities compared to the initial (design) values. The presence of moisture and mechanical impurities adversely affects its further processing and transportation. As a result, when reaching the required values of the industry standard, problems may arise during gas treatment by absorption or adsorption dehydration of natural gas, as well as problems associated with further gas transportation through pipelines. Therefore, the study and comparison of these two technological processes for natural gas preparation are relevant today, since many industrial gas production enterprises use these two processes of gas preparation.

The main aim of the research is theoretical analysis of natural gas preparation by two typical processes: absorption and adsorption; selection of the most efficient and cost-effective processes from the point of view of industrial scale in the conditions of gas fields of oil and gas enterprises of the Russian Federation.

Results. The authors carried out the review of two processes for drying natural gas by absorption and adsorption from moisture and mechanical impurities and considered the features of two processes, namely the properties of absorbents, adsorbents, typical schemes, foreign experience, as well as their advantages and disadvantages.

Key words:

Absorption gas dehydration, adsorption gas dehydration, dew point temperature, complex gas treatment plant, natural gas, triethylene glycol, diethylene glycol.

REFERENCES

1. *STO Gazprom 089–2010. Gaz goryuchiy prirodny, postavlyaemy i transportiruemyy po magistralnym gazoprovodam. Tekhnicheskie usloviya* [Natural gas, supplied and transported through main gas pipelines. Technical conditions]. Moscow, OAO Gazprom Publ., 2010. 15 p.
2. Dzhaliilova S.N., Usheva N.V., Erofeev V.I. Research and adjustment of technological regimes of the processes of preparation of petroleum raw materials. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*, 2017, no. 4, pp. 19–23. In Rus.
3. Brikov A.V., Magadova L.A. The main factors influencing the degradation of glycols in oil field systems. *Technologies of oil and gas*, 2018, no. 6 (119), p. 3–7. In Rus.
4. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleymanov 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.
5. Carroll J. *Natural gas hydrates: a guide for engineer*. Burlington, Gulf Professional Publ., 2020. 400 p.
6. Kidnay A.J., Parrish W.R., McCartney D.G. *Fundamentals of natural gas processing*. Boca Raton, USA, CRC Press, 2012. 574 p.
7. Lanchakov G.A., Kulkov A.N., Zibert G.K. *Tekhnologicheskoe 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.
8. 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. 327–340.
9. Bahadori A., Vuthaluru H. Simple methodology for sizing of absorbents for TEG gas dehydration systems. *Energy*, 2009, vol. 34, pp. 1910–1916.
10. Perry R., Green D.W.H. *Perry's chemical engineers' handbook*. 8th ed. New York McGRAW-HILL, 2008. 2400 p.
11. Yang Liu, Xuewen Cao, Jian Yang, Yuxuan Li, Jiang Bian. Energy separation and condensation effects in pressure energy recovery process of natural gas supersonic dehydration. *Energy Conversion and Management*, 2021, vol. 245, pp. 557–572.
12. Netusil M., Dittl P. Comparison of three methods for natural gas dehydration. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 2011, vol. 20, pp. 471–476.
13. García L., Poveda Y., Rodríguez G. Adsorption separation of oxidative coupling of methane effluent gases. Mini-plant scale experiments and modeling. *Journal of natural gas science and engineering*, 2019, vol. 61, pp. 106–118.
14. Narit L., Yottana K., Nattawut J. Binary gas dehydration using molecular sieve 4A within the pressure-vacuum swing adsorption. *Energy*, 2022, vol. 239, pp. 137–145.
15. Farag Hassan A., Ezzat M.H., Amer H., Nashed A.W. Natural gas dehydration by desiccant materials. *Alexandria Engineering Journal*, 2011, vol. 50, pp. 431–439.
16. Algieri C., Drioli E. Zeolite membranes: synthesis and applications. *Separation and purification technology*, 2021, vol. 278, pp. 295–312.
17. Northrop S., Sundaram N. Modified cycles, adsorbents improve gas treatment, increase molsieve life. *Oil and Gas Journal*, 2008, vol. 106, no. 29, pp. 54–60.
18. Bahraminia S., Anbia M., Koohsaryan E. Dehydration of natural gas and biogas streams using solid desiccants: a review. *Frontiers of Chemical Science and Engineering*, 2021, vol. 15 (5), pp. 1050–1074.
19. Wei L. A look at the development trend of liquefaction technology from China's LNG plants. *Report at International Business Congress*. Duisburg, Germany, 2019. Available at: <https://www.international-bc-online.org/wp-content/uploads/2019/02/8.-CNPC-ENG-1.pdf> (accessed 10 April 2022).
20. Katilla M.C., Santos A., Tamires R. Natural gas dehydration by adsorption using MOFs and silicas: a review. *Separation and Purification Technology*, 2021, vol. 276, pp. 409–428.

Received: 18 May 2022.

Information about the authors

Ilia A. Liintin, post-graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

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

Sofia N. Dzhililova, Cand. Sc., assistant National Research Tomsk Polytechnic University.