

Казанский Федеральный Университет.
Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов
Kazan Federal University.

Department of oil & gas technology and carbon materials

Расчет осушки газа и электродегидрататора

Calculation of gas drying and electric dehydrator

Нуреев Марат Ильгамович, Nureev Marat Ilgamovich¹

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich²

Валиев Динар Зиннурович, Valiev Dinar Zinnurovich³

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrakhmanovich⁴

магистрант группы 03-318 кафедры технологии нефти, газа и углеродных
материалов¹

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и
углеродных материалов, профессор РАЕ²

старший преподаватель кафедры технологии нефти, газа и углеродных
материалов³

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов,
профессор, академик РАЕН⁴

E-mail: marat-nureev@mail.ru, valievdz@bk.ru, kemalov@mail.ru,

Alim.Kemalov@kpfu.ru

Аннотация: В данной статье рассмотрен процесс расчета осушки природного газа с использованием абсорбционных технологий. Приведены исходные данные для расчета, включая температуру, давление, скорость потока и другие параметры. Рассчитано количество влаги, выделенной из газа, а также количество регенерированного абсорбента, необходимого для процесса осушки.

Ключевые слова: осушка, абсорбент, точка росы.

Abstract: This paper discusses the process of calculating natural gas drying using absorption technologies. The input data for the calculation including temperature, pressure, flow rate and other parameters are given. The amount of moisture extracted from the gas and the amount of regenerated absorbent required for the drying process are calculated.

Key words: dehydration, absorbent, dew point

Введение (Introduction)

В данной статье мы рассмотрим процесс расчета некоторых параметров, необходимых для проектирования и эксплуатации промышленных аппаратов. В частности, мы проведем расчеты сжимаемости газа, температуры до точки росы, а также объема газа в условиях работы аппарата. Эти расчеты являются неотъемлемой частью процесса проектирования и позволяют получить необходимые данные для выбора оптимального оборудования и обеспечения его эффективной работы.

Методы осушки углеводородных газов

Газ в пластовых условиях насыщен парами воды до равновесного состояния. Количество паров воды зависит от температуры, давления и состава газа:

- чем выше температура, тем больше количество влаги в газе;
- чем выше давление, тем меньше влаги в газе;
- чем больше в газе тяжелых углеводородов, тем меньше паров воды содержится в нем в равновесном состоянии;
- присутствие в газе сероводорода и углекислоты способствует росту количества паров воды;
- присутствие в газе азота способствует уменьшению содержания паров воды.

Поэтому с момента выхода газа из скважины по всем стадиям его промысловой подготовки содержание влаги в газе меняется.

Присутствие влаги в природном газе вызывает большие осложнения в аппаратах и коммуникациях подготовки и транспортировки газа из-за

образования гидратов, создающих иногда аварийные ситуации. Особенно это важно в тех случаях, когда переработка газа ведется при низких температурах, при которых точка росы должна быть также очень низкой. Осушка газов предусматривает удаление влаги из газов и газовых смесей.

Существует четыре способа осушки углеводородных газов:

- осушка охлаждением, так как снижение температуры при постоянном давлении снижает влагосодержание;
- абсорбционная осушка, т.е. поглощение влаги абсорбентом;
- адсорбционная осушка;
- осушка комбинированием указанных выше способов.

Методы осушки, при которых происходит конденсация влаги, основаны на уменьшении равновесной влажности газа при снижении его температуры. Одна из возможных схем установки приведена на рисунке 1.2.

Природный газ из скважины поступает в сепаратор 1, где происходит выделение конденсата (углеводородов) и влаги, увлеченной из пласта. Затем газ подается в теплообменник, в котором охлаждается обратным потоком холодного осушенного газа. В целях предотвращения отложений на стенках аппаратов и трубопроводов твердых газовых гидратов в теплообменнике, газ смешивается с ингибитором гидратообразования – 80%-ным водным раствором этиленгликоля или концентрированным раствором метанола. На выходе из теплообменника газ дросселируется, охлаждаясь при этом, и поступает в сепаратор 3, где отделяются влага, дополнительно выделившийся углеводородный конденсат и ингибитор гидратообразования, который направляется на регенерацию.

Материалы и методы исследования (Materials and Methods)

Исходные данные:

- Температура в осушителе 48 °С;
- Общее давление в осушителе 7.5 МПа;
- Скорость 10000 нм³/ч;
- Производительность установки 210 кг/ч;

- Коэффициент сжимаемости 0,72;
- Температура точки росы -24,03°C;
- Давление на абсорбере 22.12 Мпа.

Задачи:

1. Подставить значения варианта в файл MathCad.
2. Найти значения W_n и W_k по графику.
3. Рассчитать количество влаги, выделившейся из газа.
4. Рассчитать количество регенерированного абсорбента.

Результаты (Results)

Исходные данные:

Вариант 15

$$V_r := 10000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

+

$$G := 210 \text{ кг/ч}$$

$$P := 7.5 \text{ МПа}$$

Из расчет Коэффициент сжимаемости z

$$Z := 0.72$$

Из расчет до осушка температура точка росы

$$T_{ур} := -24.03 \text{ без воды}$$

$$T_{вл} := -24.03 \text{ по влаге}$$

Находим объем газа при условиях работы аппарата:

$$t := -24.03 + 273 = 248.97$$

$$V_{гп} := \frac{V_r \cdot (273 + t) \cdot 0.1 \cdot Z}{273 \cdot P} = 183.55 \text{ м}^3/\text{ч}$$

По графику (рис.1) определяем влагосодержание газа при точках росы +40 0С и 0 0С по давлению в абсорбере.

Количество удаленной влаги:

Количество удаленной влаги:

Количество удаленной влаги:

$$W_H := 0.5$$

$$W_K := 0.1$$

$$G_B := V_{ггп} \cdot (W_H - W_K) = 73.42 \quad \frac{\text{г}}{\text{ч}}$$

где W_H и W_K – начальное и конечное влагосодержание газа.

Количество тепла Q_B , выделенное в аппарате при поглощении 473,3 г/ч влаги (принимаям теплоту поглощения равной теплоте конденсации или $гв=1760$ кДж/кг).[1]

$$G_B := \frac{764.617}{1000} = 0.765$$

$$гв := 1760$$

$$Q_B := G_B \cdot гв = 1.346 \times 10^3 \quad \frac{\text{кДж}}{\text{ч}}$$

количество регенерированного диэтиленгликоля (ДЭГ),

Давление в абсорбере 4.22 МПа

$$P_2 := 4.22$$

$$G := 150 \quad \text{кг/ч}$$

Молекулярная масса газа

$$M_1 := 0.99$$

Массовая доля ДЭГ в регенерированном абсорбенте

Молекулярная масса газа

$$M1 := 0.99$$

Массовая доля ДЭГ в регенерированном абсорбенте

Массовая доля ДЭГ в насыщенном абсорбере

$$M2 := 0.96$$

$$Z := 0.72$$

Определяем объем газа при условиях работы абсорбера:

$$V_{гп2} := \frac{G \cdot 22.4 \cdot (273 + t) \cdot 0.1 \cdot Z}{30 \cdot 273 \cdot P} = 2.056 \quad \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Рассчитываем количество влаги, выделенное из газа:

$$G_{в} := V_{гп2} \cdot (W_H - W_K) = 0.822 \quad \frac{\text{г}}{\text{ч}}$$

$$G_{в1} := \frac{G_{в}}{1000} = 8.223 \times \frac{\text{кг} \cdot 4}{\text{ч}}$$

W_H и W_K определяем по графику(1)

Количество регенерированного абсорбента:

$$G_{дэг} := \frac{G_{в1} \cdot M2}{M1 - M2} = 0.026 \quad \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

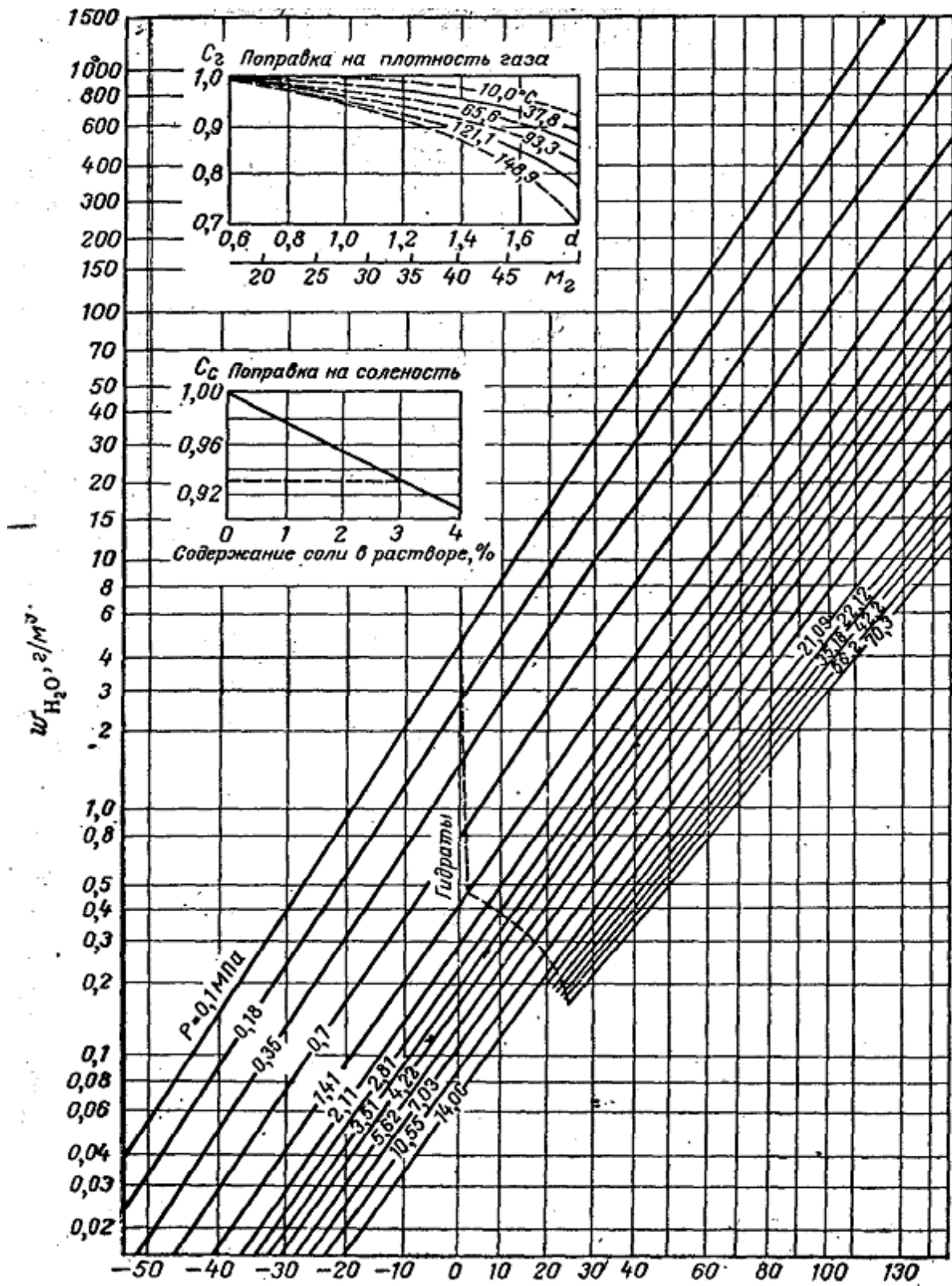


Рисунок 1 – Определение влагосодержания углеводородного газа

Заключение (Conclusions)

В заключении, можно сказать, что проведение расчетов осушки газа с использованием абсорбционных технологий является важным этапом в процессе проектирования промышленных систем. Были получены значения количества влаги, выделившейся из газа, и количество регенерированного абсорбента, что позволяет оценить эффективность процесса осушки и определить требования к оборудованию. Работа с графиком позволила определить влагосодержание при различных температурах и давлениях, что является еще одним важным параметром для проектирования систем осушки газа.

Были получены значения количества влаги, выделившийся из газа равное 0.822 г/ч, а также количество регенерированного абсорбента равное 0,026 кг/ч. Была проведена работа с графиком и получены значения влагосодержания при 0°C и при 40°C относительно давления в абсорбере.

Список литературы (References):

1. Ахметов С.А., Баязитов М.И., Кузеев И.Р., Сериков Т.П. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа // ред. С.А. Ахметова / Недра. СПб., 2006. С. 868.
2. Донских Б.Д. Разработка методов исследования эффективности работы установок промышленной подготовки природного газа: Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. // Газпром ВНИИГаз. М., 2011. С. 144.
3. Маргулов Р.Д., Коротаев Ю.П. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. Том 1. // Недра. М., 1984. Т. 1. С. 360.
4. Соловьянов А.А. Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации / А.А. Соловьянов, Н.Н. Андреева, В.А. Крюков и др. – М.: Редакция газеты «Кворум», 2008. – 320 с.
5. Халиф А.Л. Абсорбция углеводородных газов / А.Л. Халиф, С.П. Одинцова, И.С. Двалишвили и др. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1965. – 49 с.