

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ ПРИМЕСЕЙ ВОДЫ С
ПОМОЩЬЮ ТРИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ**

Фатимата Талл

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ представляет собой сложную смесь легких углеводородов и не углеводородных компонентов, таких как азот, кислород, углекислый газ, вода и другие примеси. Компоненты природного газа образуют гидраты, которые осаждаются в трубопроводах, что может снизить пропускную способность этих трубопроводов, а иногда это может вызвать определенные аварии. Кроме того, присутствие воды в природных газах вызывает коррозию оборудования. Для этого необходимо использовать эффективные технологии подготовки, чтобы решить эти проблемы. [1,3]

Обработка природного газа заключается, по крайней мере, в частичном разделении определенных компонентов, присутствующих на выходе из скважины, таких как вода, кислые газы и тяжелые углеводороды, для придания газу транспортных характеристик. Газ по трубопроводу направлен на то, чтобы избежать образования гидрата, блокирующего трубу. В этом случае для стабильной транспортировки необходимо установить максимальное значение точки росы воды и точки росы углеводородов, чтобы избежать какого-либо риска образования жидкой фазы [2,7,6].

Целью работы является: Рассмотреть эффективность абсорбционных осушки природного газа от примесей воды с помощью три-этиленгликоля в условиях установки подготовки газа.

Процесс абсорбции основан на различии парциальных давлений поглощаемого компонента в газе и жидкости. Чем выше разность парциальных давлений компонента в газе и жидкости, тем интенсивней протекает поглощение (абсорбция). Уменьшение этой разности ведет к снижению интенсивности поглощения или к полному его прекращению, когда величины парциального давления компонента в газе и жидкости станут одинаковыми [8].

Концентрация абсорбента важна для эффективности сушки: чем меньше воды в абсорбенте, тем ниже точка росы удаляемого газа. Как правило, растворы, содержащие 98,5% (по массе) ди-этиленгликоля или до 99% (по массе) три-этиленгликоля, используются для сушки газов при температуре до 40 °C [4].

Если охлаждение газа ниже 25-30°C невозможно, то достижение температуры точки росы ниже -10 °C будет достаточно трудным при использовании растворов диэтиленгликоля. Так, при давлении P=4,0МПа и температуре контакта 30°C для осушки газа до ТТР = -16 °C (что эквивалентно точке росы -10 °C, при давлении 7,35 МПа) потребуется раствор ДЭГа концентрации 99,5% [8].

Ряд причин, таких как износ оборудования, отсутствие эффективной системы очистки раствора гликоля от ингредиентов, недостаточное снижение давления и т.д., делает практически невозможным достижение такой степени регенерации осушителя. При использовании ТЭГа в аналогичных условиях, его концентрация составит 98,4 % (с учетом реальных условий процесса не менее 98,6 %), что легко достижимо.

Помимо этого, важным достоинством триэтиленгликоля является низкое давление его насыщенных паров, что обеспечивает меньший его унос с осушенным газом в паровой фазе.

Кроме того, температура разложения триэтиленгликоля значительно выше, чем у диэтиленгликоля (206 и 164 °C соответственно), поэтому ТЭГ можно нагревать до более высоких температур [8].

Для анализа эффективности растворителя, технологический расчет абсорбера установки подготовки газа на месторождения был выполнен. Технологический расчет абсорбера установки осушки газа включает определенные числа тарелок, количество поглотительного раствора, его исходные и конечные концентрации, диаметр аппарата и выбор конструкции тарелок. [5]. Компонентный состав потока газа в моделирующей среде имеет аналогичный состав природного газа, поступающего на УКПП - Ямбургского НГКМ (табл. 1)

Таблица 1

Исходный состав газа

Компонент	% объемные
CH ₄	98,3
C ₂ H ₆	0,19
C ₃ H ₈	0,18
C ₄ H ₁₀	0,012
CO ₂	0,028
N ₂	1,25
He	0,013
H ₂	0,027

Таблица 2

Исходные данные для расчета абсорбера установки подготовки газа

Расход газа через абсорбера м ³ /ч	356350
Давление в аппарате мпа	3,5
Температура осушаемого газа °С	15
Точка росы осушенной газовой смеси °С	-20
Содержание ТЭГ %	0,98
Начальное содержание влаги в газе кг/м ³	65.10 ⁻⁵
Конечное содержание влаги	2,5.10 ⁻⁵
Температура ТЭГ при вводе в аппарат °С	15

Технические условия предусматривают низкую точку росы по влаге и углеводородам. Это обеспечивает без-гидратный транспорт газа и отсутствие углеводородного конденсата, накапливающегося в трубах, а также минимальную токсичность и коррозионность газа.

Для дальнейших расчетов принято, что температура абсорбции не меняется по высоте колонны и равна температуре газа на входе. Исходя из заданной точки росы, давления и температуры газа на входе, определяют исходную концентрацию раствора. Влажность газа на входе и выходе при данных температуре и давлении в абсорбере определяют по номограмме.

Таблица 3

Результаты исследования

Количество свежего раствора (кг/ч), $G_{гл}$	7052,48
Количество поглощаемой влаги $G_{вл.п}$	222,71
Объемное количество свежего раствора $V_{гл}$ м ³ /ч	6,186
Количество увлажненного газового сырья G_y	234012,138
Количество осушенного сырья G_o	233611,083
Содержание ТЭГ в насыщенном растворе x_{2p}	0,927
Количество теряемого три-этиленгликоля $g_{гг}$ кг/ч	0,74
Количество насыщенного раствора гликоля $G_{гг.н}$	7453,53

Обсуждение:

Рассматривая полученные результаты можно отметить что количество теряемого тэг мало и большинство количества увлажненного газового сырья было осушено что позволяет подтвердить эффективность абсорбционных осушки используя ТЭГ.

Литература

1. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. –Л.:Недра, 2008.–161с.
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. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII межд. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 2013. Т.2. С. 44–47.
4. Ерих В.Н. Химия и технология нефти и газа. / Ерих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. – Л.: Химия, 1972. – 464 с.
5. Закиров С.Н., Лапчук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. Москва / Недрa, 1974 –246 с.
6. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов/Пер. с англ. под ред. С.ф Гудкова. -М. Недрa, 1977. – 349с
7. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недрa, 2000. – 274 с.
8. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.