

Газовая промышленность России включает предприятия, которые осуществляют разведку, бурение, добычу, транспортировку и хранение газа. Она играет значительную роль в социально-экономическом и инновационном развитии страны [1]. К основным газодобывающим компаниям относятся ОАО «Газпром», ОАО «Новатек» и ОАО «НК Роснефть». На долю «Газпрома» приходится 15% мировой и 78% российской добычи газа. С начала 2014 года газодобывающими компаниями было добыто 180206,1 млн.м³ газа, из которых около 31% было отправлено за пределы России [2]. В настоящее время природный и попутный газы являются основными источниками обеспечения внутренних потребностей страны в первичных энергоресурсах. В то же время при химической переработке газа получают такие основные продукты химической промышленности, как аммиак, метанол, водород, ацетилен и синтез-газ. Многие углеводородные газы, подлежащие переработке, содержат влагу, которая отрицательно сказывается на процессах их переработки и транспорта [3], в частности вода вызывает серьезные осложнения в работе газовых систем. Углеводороды в присутствии воды способны образовывать гидраты, которые приводят к забивке трубопроводов и арматуры, что может, в свою очередь, вызвать возникновение аварийных ситуаций. По этой причине природные газы подлежат, кроме очистки от кислых примесей, обязательной осушке. Для этого могут быть использованы следующие методы: низкотемпературная сепарация, охлаждение, абсорбция, адсорбция или комбинирование перечисленных методов. Выбор технологии определяется составом сырья, требуемой глубиной осушки, степенью извлечения целевых компонентов. В газовой промышленности наиболее широко распространен абсорбционный метод. Процесс заключается в поглощении влаги абсорбентом, десорбции и рециркуляции регенерированного абсорбента. Целью работы является проектирование установки осушки природного газа с модернизацией блока регенерации абсорбента. При проектировании использовались новейшие расчетные и графические пакеты программ. В практике абсорбционной осушки природного газа в России в качестве абсорбента широко используется диэтиленгликоль (ДЭГ), а за рубежом - триэтиленгликоль (ТЭГ). ТЭГ обладает рядом преимуществ по сравнению с ДЭГ. Его общие потери в 2 - 2,5 раза меньше, он создает более высокую депрессию точки росы, при его регенерации образуется меньше продуктов разложения гликоля [4]. Глубина осушки газа в значительной мере зависит от концентрации воды в гликоле, выходящем с узла регенерации. Использование ТЭГ приводит к увеличению капитальных затрат на стадии регенерации: для десорбции воды из него необходима температура на 30-400С выше по сравнению с ДЭГ. Из литературных источников известно, что наиболее экономичным способом регенерации является использование азеотропо-образующих веществ. В соответствии с этим наиболее актуальной является модернизация установки с применением азеотропного агента. В качестве последнего может

использоваться изооктан и петролейный эфир [5,6]. В данной работе предлагается модернизация блока регенерации ТЭГ с применением петролейного эфира фракции 70-100 °С, поскольку он является более доступным и дешевым по сравнению с изооктаном. Технологическая схема установки включает блоки абсорбции, десорбции воды и регенерации абсорбента, регенерации азеотропного агента и утилизации воды (рис.1). Техно-технологические расчеты процесса были проведены в программе HYSYS. В таблице 1 представлена сравнительная характеристика технологических показателей процесса осушки газа. Данные таблицы показывают, что введение петролейного эфира фракции 70-100 °С позволяет улучшить процесс регенерации ТЭГ. Содержание воды в регенерированном ТЭГ уменьшается до 0,01% масс., при этом расход ТЭГ снижается на 19%. К преимуществам процесса следует отнести понижение температуры печи, уменьшение расхода топливного газа, что, в свою очередь, приводит к снижению энергозатрат. Таблица 1 - Сравнительная характеристика технологических показателей процесса

Показатели	Метод регенерации ТЭГ с отдувочным газом с применением петролейного эфира	Производительность установки по сырому газу, кг/ч
Необходимое количество ТЭГ, кг/ч	21514	17463,5
Количество петролейного эфира, кг/ч	-	1734
Состав регенерированного ТЭГ, % масс:	-	вода 0,66 0,01 - ТЭГ 99,09 99,99
Температура печи, °С	205	165

Рис. 1 - Технологическая схема процесса осушки газа Кроме того, использование петролейного эфира, являющегося малотоксичным и безопасным в обращении, приводит к повышению экологической безопасности процесса [7]. Технологическая схема разработана с использованием программы AutoCAD 3D Plant. Автоматизация данного блока осуществлена в соответствии с международным стандартом ANSI/ISA. Техно-технологические и механические расчеты проведены с использованием программы HYSYS. Графическая часть проекта состоит из 3D моделей основного и вспомогательного оборудования, обвязки их трубопроводами, металлоконструкций, выполненных с использованием программ PDMS AVEVA с использованием модулей Design и Paragon. Общий вид установки представлен на рис.2. Рис. 2 - Общий вид установки осушки газа