

**АНАЛИЗ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА  
ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Е.В. Мулява**

Научный руководитель - профессор В.И. Ерофеев

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

Многие углеводородные газы, которые подлежат переработке, содержат влагу. Содержание влаги в природном газе влечет за собой образование конденсатных отложений на внутренних стенках трубопровода, а также образование кристаллогидратов [1-3]. В данный момент на месторождениях крайнего Севера используют абсорбционный метод осушки газа от влаги, где в качестве абсорбента в основном используют диэтиленгликоль (ДЭГ). В то время, когда за рубежом чаще используют триэтиленгликоль (ТЭГ), что обусловлено наличием химических производств, качеством осушенного газа и высокой концентрацией регенерированного осушителя [4-6].

Целью настоящей работы является проведение сравнительной оценки использования в качестве осушителя диэтиленгликоля и триэтиленгликоля. Для осуществления данной цели было использовано программное обеспечение Honeywell UniSimDesign Suite R460 (США), которое применяется для моделирования технологических процессов на промышленных предприятиях. Чтобы с высокой точностью оценить эффективность данных абсорбентов используются следующие показатели:

- точка росы по воде
- расход осушителя
- концентрация осушителя
- концентрация регенерированного осушителя.

Дополнительными критериями оценки станут величина уноса и стоимость. В программе Honeywell UniSimDesign Suite R460 разработана моделирующая схема абсорбционной осушки природного газа, соответствующая технологии, используемой на Ямбургском НГКМ. [7-8]. За исходный состав природного газа взят его компонентный состав на УКПГ-3 Ямбургского НГКМ, представленный в таблице.

*Таблица*

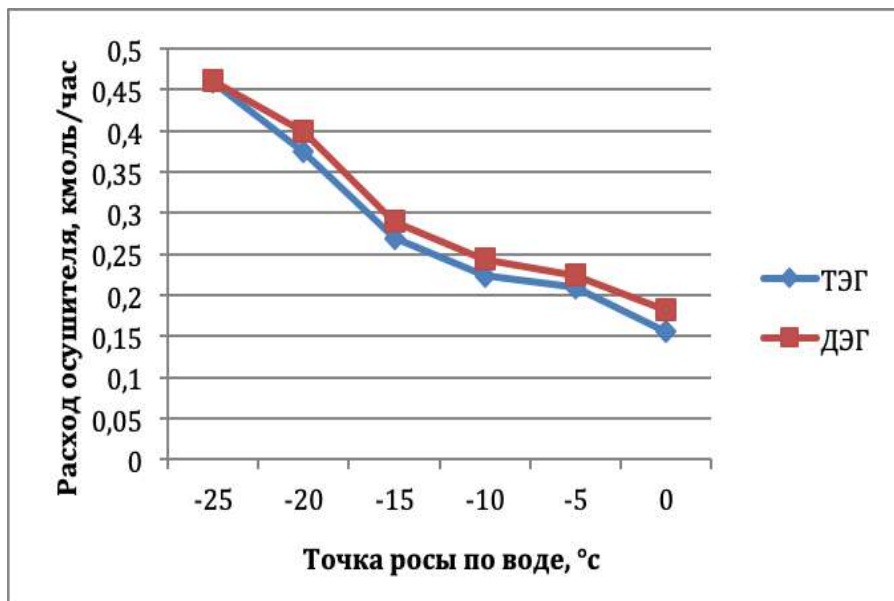
*Исходный состав газа*

CH <sub>4</sub>	97,809	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,02	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,008	N <sub>2</sub>	1,774
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,09	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,002	CO <sub>2</sub>	0,28	H <sub>2</sub>	0,017

Содержание жидкости в пластовой смеси составляет 0,5-0,6 г/м<sup>3</sup>.

Одним из важнейших параметров, которому должен удовлетворять природный газ, транспортируемый по магистральным газопроводам, является точка росы по воде (ТТРв). Которая, в свою очередь, регламентируется СТО Газпром 089-2010 [9] и составляет не выше -20°С в зимний период и -14 °С в летний период.

Для проведения оценки эффективности был построен график зависимости точки росы по воде от расхода ДЭГа и ТЭГа (рисунок).



*Рис.1 График зависимости точки росы по воде от расхода осушителя*

Анализируя полученный график зависимости расхода осушителя от точки росы, необходимо отметить, что для достижения точек росы, регламентируемых СТО Газпром 089-2010 [9], расход осушителя должен составлять для

## СЕКЦИЯ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ПОДСЕКЦИЯ 1 – УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ

ТЭГа в летний период – 0,269 кмоль/час, в зимний период – 0,374 кмоль/час. Соответственно для ДЭГа в летний период 0,29 кмоль/час, в зимний период – 0,399 кмоль/час. Данные получены при концентрации осушителей 99 % масс. Но в условиях производства данная степень регенерации практически недостижима, что обусловлено отсутствием эффективной технологии очистки абсорбентов, износом оборудования и малой степенью вакуумирования.

Также используя программу, были найдены концентрации ДЭГа и ТЭГа после колонны регенерации. Концентрация ТЭГа составила 85% мас. ДЭГа – 94% мас. при давлении 6178 КПа. Невысокие степени регенерации абсорбентов обусловлены величиной давления, так как температуры в десорбере были максимальны: 164 °С для ДЭГа и 205 °С для ТЭГа. Для более полной регенерации ДЭГа создается низкий вакуум в десорбере на уровне 5332 Па. [4,6]

Учитывая температуру контакта 30 °С и условия равновесия, 85%-ным раствором ДЭГа нельзя осушить газ до необходимой точки росы, но при этих же условиях 94 %-ного раствора ТЭГа достаточно, что подтверждает преимущество ТЭГа перед ДЭГом.

Унос осушителей определяется непосредственно в процессе эксплуатации абсорбционных установок осушки газа. В литературном источнике [6] представлен опыт применения ТЭГа, в качестве осушителя на промышленной установке Ставропольского края. Условия, при которых производилась осушка следующие: давление в диапазоне от 4,7 до 5,3 Мпа; температура контакта 26-34 °С. При этом суммарные потери осушителя составили не более 5г/1000 м<sup>3</sup>. В то время как потери ДЭГа на наилучших установках в 3-4 раза выше.

Проанализировав стоимость ТЭГа и ДЭГа важно отметить, что ТЭГ является более дорогим осушителем, так как его стоимость превышает стоимость ДЭГа в 4 раза. Но выводы и расчеты, полученные выше (унос абсорбента ДЭГ в 4 раза выше уноса ТЭГ) еще раз подтверждают невыгодность использования ДЭГа, в качестве осушителя. Также известно, что для получения газа, который по содержанию влаги удовлетворял бы СТО Газпром при использовании в качестве абсорбента ДЭГа в десорбере необходимо создавать вакуум, а значит тратить дополнительную энергию и средства.

Оценка эффективности использования триэтиленгликоля в качестве осушителя показала, что с точки зрения технологических показателей ТЭГ явно превосходит ДЭГ по многим показателям. Однако стоимость ТЭГа значительно выше, но совокупность многих факторов, таких как малый расход, низкая концентрация регенерированного абсорбента и достаточно низкий унос осушителя еще раз подтверждают, что для осушки газа необходимо использовать ТЭГ.

### Литература

1. 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.
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. Dzhaliilova S., Erofeev V. The study of technological mode options for production of oil required quality. Key Engineering Materials. 2017. V. 743. P. 394–397.
4. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Повышение эффективности процесса сбора и подготовки углеводородного сырья с применением метода математического моделирования. Успехи современного естествознания. 2017. № 8. С. 13-18.
5. Жданова И. В. Осушка природных газов / И. В. Жданова, А. Л. Халиф. – М.: Недра, 1975. – 192 с.;
6. Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.;
7. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка газов.: пер. с англ. / Д.М. Кемпбел. – М.: Недра, 1977 – 349 с.;
8. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования – М.: Недра, 2000. - 274 с.
9. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам;
10. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. – М.: Недра, 2002. – Ч.1 – 517 с.