

отрицательное значение, из-за влияния сцепления грунта, левая сторона грунта трубы является положительным.

Выводы: Моделирование процесса горизонтального сопротивления взаимодействия грунта морского дна и трубопровода в программе ANSYS показывает что возможные перемещения имеют сходство с идеальной кривой упругопластичности. Из рис. 2 мы видим, что даже в сильно нагруженной зоне обеспечивается двукратный запас прочности.

### Литература

1. Джон Б. Хэбиш Принцип конструкции подводных трубопроводов [М].Пекин: нефтяной промышленности Пресс, 1988.
2. DNV-OS-F101, Подводные трубопроводные системы, январь 2000.
3. Рен Ианжун. Обзор морского дна исследования взаимодействия труба-грунт [J].Китай оффшорной платформы, 2004.(2) 26-30.
4. Чэн Дундун. Подводные трубопроводы в сложных условиях и взаимодействия грунта [D].Тяньцзинь: Тяньцзинь университет, 2008.
5. Лиу Рун, Ян ШуВан, Сунь Гуомин. Улучшение аналитических методов расчета подводного трубопровода [J].Тяньцзинь университет, 2005, 38 (2): 124--128.
6. Пэн Л.С. Стресс методы анализа для подземных трубопроводов: Часть 2, трубопроводного транспорта, 1978: 65-75.
7. Ху Чжун-иун. Механика грунтов и механика окружающей среды [М].Шанхай: Тунцзи университета, 1997.
8. Ли Вай, Иэ Иуимин. ANSYS примеры инженерные приложения (второе издание) [м].Пекин: Китай Пресс, 2007г.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ АБСОРБЕНТАМИ

**А.Р. Гатиятов**

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

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

Сегодня широко обсуждается освоение нового региона нефтегазодобычи – Арктики. Запасы природного газа в Арктике, по данным ученых, составляют около 1550 трлн кубометров. При этом практически все арктические запасы природного газа расположены у берегов России. Встаёт вопрос о выборе технологии подготовки сырого газа. Одной из самых эффективных технологий осушки природного газа является абсорбционный метод, в котором важную роль, влияющую степень осушки газа, играет вид абсорбента.

На практике обычно в качестве абсорбентов используют гликоли: этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), тетраэтиленгликоль и пропиленгликоль [1]. Чаще всего применяют ТЭГ, так как для него существует оптимальное соотношение между потерями и начальными эксплуатационными затратами. В холодных климатических условиях иногда используют ДЭГ, имеющий меньшую вязкость при пониженных температурах в контакторе, чем ТЭГ. [2].

Для сравнения качества осушки газа различными абсорбентами в программном комплексе Aspen HYSYS [3] был смоделирован процесс

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ  
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ  
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

абсорбционной осушки газа с технологическими параметрами, приближенными к реально существующим на Западно-Таркосалинском газовом промысле.

За исходный состав газа взят его компонентный состав перед ДКС, включающий до 97 % об. метана, из углеводородных компонентов присутствуют азот и диоксид углерода. В состав газового потока входит конденсационная и пластовая вода. Примем количество воды 2 г/м<sup>3</sup>.

Параметры работы абсорбера:

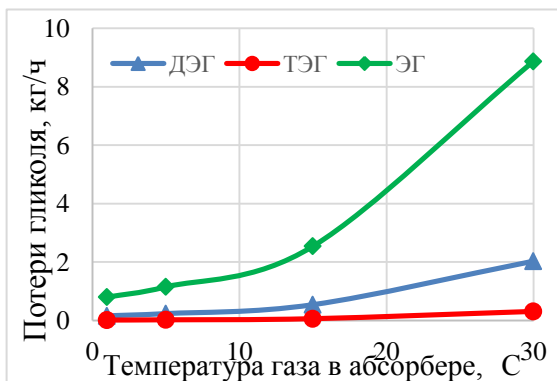
- давление – 6,8 МПа;
- температура газа – 1–30 °С;
- концентрация осушителя – 98 %;

Отметим, что во всех исследованных случаях расход осушителя принимался одинаковым.

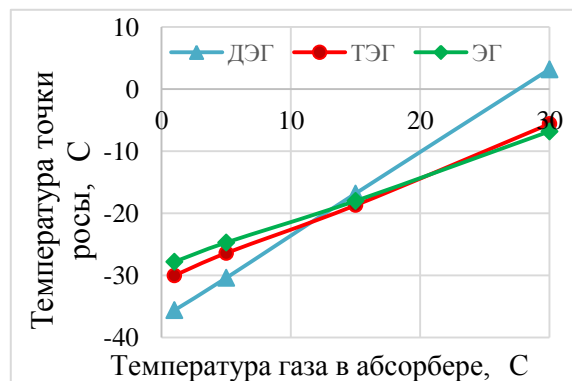


**Рис.1. Моделирующая схема абсорбционной осушки газа**

Как видно из результатов исследования, с повышением температуры газа снижается эффективность процесса абсорбционной осушки газа, увеличиваются потери гликолей (рисунок 2). По абсолютной величине потери ЭГ почти на порядок превышают потери ДЭГ, потери которого, в свою очередь, на порядок выше, чем потери ТЭГ с осушенным газом при любой температуре контакта. Это связано с тем, что при повышении температуры газа процесс сепарации газа проходит хуже: увеличивается содержание воды в газовой фазе и данный расход гликоля не позволяет обеспечить нужную точку росы газа. Увеличение потерь осушителя объясняется тем, что при повышении температуры давление насыщенных паров гликоля повышается, и осушитель улетучивается из абсорбера вместе с газом [4].



**Рис.2. Зависимость между потерями гликоля и температурой газа в абсорбере для различных видов осушителя**



**Рис.3. Зависимость температуры точки росы газа по воде от температуры контакта для различных видов осушителя**

Как следует из рисунка 3, при температуре газа выше 13 °С минимальная температура точки росы достигается при использовании этиленгликоля и триэтиленгликоля. Чем выше температура газа, тем более заметна эффективность осушки газа именно этими гликолями по сравнению с диэтиленгликолем: при 30 °С точка росы по воде для ЭГа и ТЭГа ниже на 10 и 9 °С соответственно. ДЭГ лучше показывает себя при холодном контакте с температурой газа менее 13 °С. При температуре контакта 1 °С температура точки росы при использовании ДЭГа ниже по сравнению с ЭГом и ТЭГом на 8 и 6 °С соответственно. Это связано с тем, что ДЭГ имеет меньшую вязкость при пониженных температурах в контакторах [4]. Именно поэтому иногда в холодных климатических условиях используют ДЭГ.

Из представленных результатов следует, что наиболее эффективным осушителем является триэтиленгликоль, так как при его использовании достигается необходимая температура точки росы по воде, а потери гликоля с газом минимальны.

На Западно-Таркосалинском газовом промысле впервые в истории газодобывающей отрасли России применили в качестве абсорбента для осушки газа триэтиленгликоль, который используется до сих пор. Полученные на основании технологического моделирования результаты подтвердили правильность выбранного решения.

### Литература

1. А. Дж. Кидни, У. Р. Парриш, Д. Маккартни. Основы переработки природного газа: пер. с англ. яз. 2-го изд. под. ред. О. П. Лыкова, И. А. Голубевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2014. – 664 с.
2. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2ч. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – ч.1. – 517 с.
3. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2014.
4. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.

### **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ПРОЕКЦИЙ НА ЛАТЕНТНЫЕ СТРУКТУРЫ В СОЧЕТАНИИ С ИК-СПЕКТРОСКОПИЕЙ ВО ВХОДНОМ КОНТРОЛЕ КАЧЕСТВА ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА**

**Т.А. Герасина**

Научный руководитель доцент А.Г. Зарубин

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

Газопровод является важной системой для транспорта энергии потребителям. С другой стороны, газ – это легковоспламеняющееся и взрывчатое вещество и случаи его утечки могут привести к необратимым последствиям. Для замены стальных труб на полиэтиленовые, необходимо соответствовать требованиям безопасности и качества. Таким образом, входной контроль качества полиэтиленовых труб важен для нефтегазовой отрасли, а так же для окружающей экологии.

Полиэтиленовые трубы, предназначены для транспортировки текучих жидкостей под давлением до 1 МПа. Существуют два основных преимущества полиэтиленовых труб: