

**Рис. 5 – Изменение расхода водопечасной смеси  $[q_{жк}]$  от глубины образующихся каналов  $[\Delta P]$  1 -  $q_{жк} = f[\Delta P]$  для  $d = 6$  мм; 2 -  $q_{жк} = f[\Delta P]$  для  $d = 4,5$  мм; 3 -  $q_{жк} = f[\Delta P]$  для  $d = 3$  мм; 4 -  $l_k = f[\Delta P]$  для  $d = 6$  мм; 5 -  $l_k = f[\Delta P]$  для  $d = 4,5$  мм; 6 -  $l_k = f[\Delta P]$  для  $d = 3$  мм**

**Заключение.** Из рис.5 следует, что изменение расхода смеси существенно зависит от роста перепада давления  $\Delta P$  в насадке для трех ее диаметров 3; 4,5 и 6 мм: 1 -  $q_{жк} = f[\Delta P]$  для  $d = 6$  мм; 2 -  $q_{жк} = f[\Delta P]$  для  $d = 4,5$  мм; 3 -  $q_{жк} = f[\Delta P]$  для  $d = 3$  мм; 4 -  $l_k = f[\Delta P]$  для  $d = 6$  мм; 5 -  $l_k = f[\Delta P]$  для  $d = 4,5$  мм; 6 -  $l_k = f[\Delta P]$  для  $d = 3$  мм. Проблема вскрытия продуктивного слоя до сих пор не полностью решена, хотя в последние годы было усовершенствовано оборудование и технологии функционирования скважин, а также созданы новые эффективные материалы. Научные достижения в разработке оборудования были успешно внедрены в практику. Это шаг вперед для оценки качества работы скважин и сопутствующего оборудования.

Литература

1. Булатов, А.И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика: учебное пособие // Краснодар: Просвещение-Юг. –2010. –с. 539.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учебное пособие для вузов // М: ООО «Недра-Бизнесцентр». –2000. –с.670.
3. [http://perfokom.com/vtorichnoe\\_vskrytie](http://perfokom.com/vtorichnoe_vskrytie).
4. <http://neftegaz.ru/science/view/273>.
5. <http://oil-ecn.ru/perforatory.html>.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ АБСОРБЕНТАМИ. РАСЧЕТ ТАРЕЛЬЧАТОГО АБСОРБЕРА**

**Р.Р. Ахмадулин, А.А. Коновалов**

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

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

В связи с высокими требованиями к качеству подготовленного газа в условиях падающего пластового давления, для минимизации финансовых издержек (повышения рентабельности добычи) технология подготовки газа постоянно совершенствуется и обновляется, в том числе и абсорбционный метод осушки [3].

Целью работы является: рассмотрение эффективности работы жидких осушителей [диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ)] в условиях установки комплексной подготовки газа №2 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения; расчет тарельчатого абсорбера для уяснения происходящих в нем процессов и определения основных технологических параметров.

В ходе расчета тарельчатого абсорбера на одном из газовых промыслов Ямбургского месторождения были вычислены его основные технологические характеристики: диаметр (d), высота (H), гидравлическое сопротивление на тарелках  $\Delta P_a$ , удельный расход поглотителя l. Результаты представлены в таблице 1 [2].

**Таблица 1**

**Результаты расчетов абсорбера**

Диаметр абсорбера(d), м	Высота абсорбера (H),м	Гидравлическое сопротивление тарелок, Па	Удельный расход поглотителя l, кг/кг
2,74	17,5	11337	2,94

В расчетах использованы: уравнение материального баланса, модифицированное уравнение массопередачи, критерии подобия и другие типовые формулы, используемые для расчета абсорберов [2]. Определены процессы для детального моделирования адсорбера в HYSYS [4]. Подобные расчеты можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономически-технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

В качестве «базовых» параметров схемы в процессе моделирования в HYSYS были выбраны реальные технологические параметры УКПГ-2 Ямбургского месторождения: ДЭГ/ТЭГ 99% масс., температура контакта 15°С, давление газа 4,5 МПа, давление в абсорбере 3,5 МПа, расход гликоля 5 м<sup>3</sup>/ч, расход газа 150 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ  
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО  
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Состав газа, поступающего на УКПГ, % мольных: метан ( $\text{CH}_4$  - 98,25%, этан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) – 0,07%, пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) – 0,06%, диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ) – 0,32%, азот ( $\text{N}_2$ ) -1,29%. Содержание других компонентов пренебрежимо мало (согласно [1]).

При данных параметрах были получены следующие значения: точка росы осушенного газа минус 20,58 °С; унос ДЭГа с осушенным газом в абсорбере 0,26 кг/ч, при регенерации 0,21 кг/ч, всего потеряно 0,47 кг/ч (3,13 г/1000 м<sup>3</sup>); получен насыщенный ДЭГ (НДЭГ) с концентрацией 97,2% масс. и регенерированный ДЭГ (РДЭГ) с концентрацией 99,1 % масс. Необходимо отметить, что полученные в HYSYS параметры осушенного газа и насыщенного гликоля удовлетворительно коррелируют с реальными.

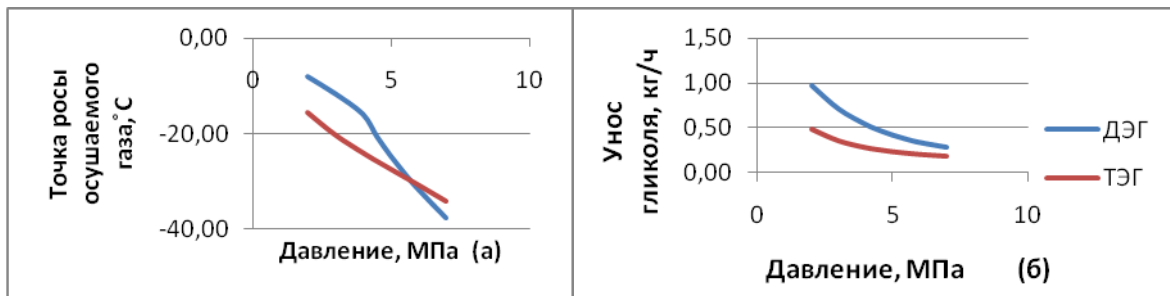
Сравнение ДЭГа и ТЭГа проводилось при различных параметрах, влияющих на качество осушки и дороговизну процесса: давление потока газа, температура контакта, концентрация и расход гликоля. В качестве параметров, характеризующих эффективность гликолей как осушителей, были рассмотрены: депрессия точки росы газа по влаге; потери гликоля в процессе осушки; простота регенерации насыщенных растворов гликолей.

**Результаты. Влияние давления** (рисунок 1). При увеличении давления входящих в абсорбер потоков точка росы осушаемого газа снижается. ДЭГ обеспечивает точку росы при  $T = -20$  °С при давлении  $P = 4,5$  МПа, ТЭГ уже при давлении  $P = 3$  МПа. Этот факт позволил бы экономить энергию на увеличение давления на ДКС. До давления  $P < 5,5$  МПа преимущество ТЭГ над ДЭГ хорошо прослеживается. Отличие значений точек росы на этом промежутке составляет порядка от 2,7 до 7,3 °С. При давлении  $P = 5,5$  МПа и выше ТЭГ теряет преимущество. Это связано с меньшей растворимостью газа в ДЭГ при высоких давлениях. Под влияние изменения давления попадает также величины уноса гликолей - рисунок 1 (б). На всем промежутке унос ТЭГ меньше примерно в 2 раза, чем ДЭГ.

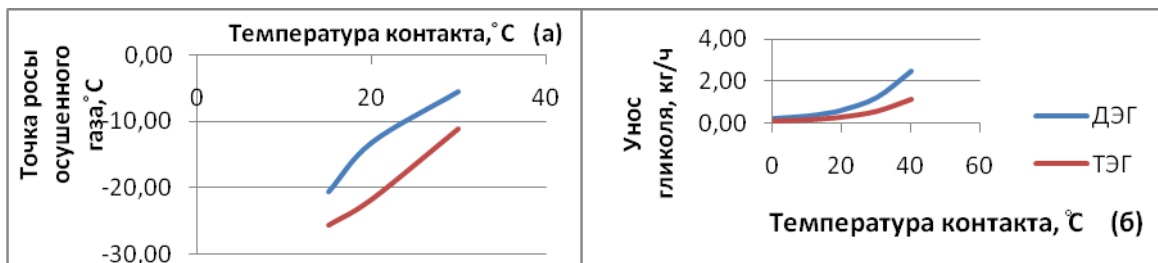
**Влияние температуры** (рисунок 2). При увеличении температуры контакта точка росы повышается. Точка росы при  $T = -20$  °С достигается при температуре (Т) до 15°С в случае ДЭГ, до 23°С в случае ТЭГ. В рассмотренном интервале точки росы при использовании ТЭГ на 5-8 °С ниже, чем при использовании ДЭГ. При более низких температурах преимущество ТЭГ практически не просматривается. В отношении уноса заметим, что при низких температурах контакта он крайне мал. При повышении температуры значение показателя увеличивается многократно. Уже при 30 °С унос ДЭГ становится больше регламентируемого значения (в 7 г/1000 м<sup>3</sup>). Чрезмерная потеря ТЭГ наступает при температуре порядка 40°С.

**Влияние концентрации.** При увеличении концентрации раствора гликоля точка росы осушенного газа значительно уменьшается. Минимальная концентрация в данных условиях составляет 99% масс для ДЭГ и чуть меньше для ТЭГ. Преимущество последнего составляет от 1,56°С до 5,5°С.

Оптимальный расход гликоля при расходе газа в 150 тыс м<sup>3</sup>/ч составляет 1700 кг/ч, при расходе газа 350 тыс м<sup>3</sup>/ч – 4000 кг/ч. Данные расходы обеспечивают необходимую точку росы и приемлемое значение концентрации насыщенного гликоля.



**Рис. 1 Влияние давления на точку росы газа и унос гликоля**



**Рис. 2 Влияние температуры на точку росы газа и унос гликоля**

По результатам работы сделаны следующие **выводы**:

Были проанализированы критериальные связи, эффекты в абсорбере, что обеспечило более глубокое понимание происходящих процессов при дальнейшем моделировании абсорбера в HYSYS. Подобный расчет

можно произвести для других типов абсорберов и установить наиболее подходящие по экономическим и технологическим показателям варианты для установки на газовых промыслах.

ТЭГ проявил себя более эффективным осушителем, чем ДЭГ на рассмотренных интервалах давлений, температур, концентраций и расходов как по параметру точки росы осушенного газа, так и по значениям уноса.

Стоимость ТЭГ больше, чем стоимость ДЭГ примерно на 40%;

Подобраны оптимальные параметры работы установки при концентрации гликолей 99 % масс. и расходе 4000 кг/ч. Давление для ДЭГа 5 МПа, для ТЭГа 4,5 МПа; температура контакта для ДЭГа 15 °С, для ТЭГа 19 °С; получаемая точка росы для ДЭГа (-24,85)°С, для ТЭГа (-22,37)°С.

При использовании ТЭГ будут уменьшены энергозатраты на компримирование газа и на его охлаждение перед входом в абсорбер при достаточной степени осушки;

В условиях УКПГ-2 ДЭГ обеспечивает требуемый уровень осушки. Переход представляется нерентабельным несмотря на все преимущества ТЭГ и учет факта его большей стоимости.

#### Литература

1. Коломийцев В.В. Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла №2 Ямбургского НГКМ. – Новый Уренгой: ООО «Газпром Добыча Ямбург», 2009. – 214 с.
2. Николаева Г.И. Массообменные процессы. Учебное пособие. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2005. – 238 с.
3. Шешуков Н.Л. Сбор и подготовка продукции газовых и газоконденсатных месторождений. – Тюмень, 2013. – 100 с.
4. Sathyabhama A. Thermodynamic simulation of ammonia-water absorption refrigeration system // Sathyabhama, Ashok Babu // Thermal science. – 2008. – V.12, N 3. – P. 45-53.

## ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА КАРТАЛЫ-АСТАНА

Д.О. Бигазиева

Научный руководитель – доцент А.Г.Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Междугородние нефтегазовые трубопроводы имеют сложную внешнюю среду, а ограничения на местности и небрежность в обслуживании могут усугубить вероятность и масштабы аварий. Поэтому очень важно провести анализ напряжений трубопроводов в сопоставимых настройках до начала строительства. Геологические условия вдоль магистральных трубопроводов сложны. В целях снижения опасности необходимо провести анализ напряжений газопроводов.

Характер и величина перемещения подземных трубопроводов зависят от свойства грунта, начального проектного очертания продольной оси, характера нагрузок и воздействий сложным образом. Исследованиями напряженно-деформированного состояния сложных участков (повороты, выпуклые кривые, места выхода на поверхность, чередующиеся слабые и обводненные грунты) определены обстоятельства воздействия изменчивости продольных усилий в трубопроводах на степень заземления труб в почвах и распределения перемещений и напряжений. Для проверки прочности криволинейного участка подземного трубопровода необходимо определить вес нагрузки и воздействия, с учетом всех видов продольных деформаций грунта на различных стадиях напряженного состояния.

Дальше рассчитаем напряженно-деформированное состояние трубопровода нелинейного участка с учетом циклических воздействий.

Рассмотрим расчетную схему поворота участка подземного трубопровода имеющего искривления в горизонтальной и вертикальной плоскости (рис.1). Проверить устойчивость и отсутствие пластических деформаций на криволинейном участке Астана-Карталы газопровода диаметром 720 мм, проложенного в сыпучих грунтах.

Определим сопротивление грунта горизонтальным перемещениям:

$$q_z = \gamma_{гр} h D_n \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c_{гр} D_n \operatorname{tg} \left( 45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + (\gamma_{гр} h D_n + q_{мп}) \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

где  $\gamma_{гр}$  – удельный вес грунта;  $D_n$  – наружный диаметр газопровода;  $h$  – начальная глубина заложения до оси газопровода;  $c_{гр}$  – сцепление грунта;  $q_{мп}$  – масса единицы длины газопровода с изоляцией.

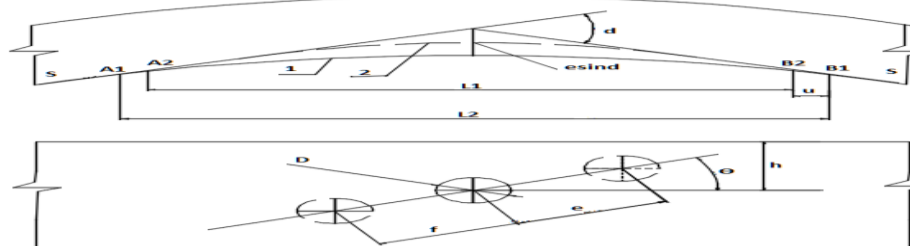


Рис. 1 Расчетная схема нелинейного участка