

- «Нефтегазовое дело», 2012. – №3. – С. 211–221. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/LeontievSA\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/LeontievSA_1.pdf) (дата обращения: 25.09.2015).
3. Руководство пользователя HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 737 с.
  4. Кулик В.С., Чионов А.М., Коршунов С.А., Казак К.А., Казак А.С. Использование различных уравнений состояния для расчета равновесия в системах "пар-жидкость" под высоким давлением // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – С. 8–12.
  5. Фаловский В.И., Хорошев А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга–Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2011. – Т. 13. – № 3, с. 120–125.
  6. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль». – 2002. – 572 с.

### **ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОНАПОРНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ «ANACONDA» НА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛАХ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗАПОЛЯРЬЯ**

**И.Ю. Папонин, О.В. Брусник**

Научный руководитель доцент О.В. Брусник

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

Ключевые слова: эксплуатационная надежность, полимерные трубы, коррозия, промысловый трубопровод, вечная мерзлота, стальные трубы, заполярье.

Аннотация: сокращение аварийных ситуаций и повышение эксплуатационной надежности трубопроводов - главная задача инженеров и проектировщиков. В результате, остро стоит вопрос о необходимости строительства промысловых трубопроводов с учётом прокладки в условиях вечной мерзлоты и коррозионного износа. Необходимость предусматривать в проекте развития высокой скорости коррозии и разрушающего воздействия грунтов заполярного круга- факторы, влияющие на безотказную работу трубопровода. Обсуждается вопрос о возможности применения высоконапорных полимерных труб «Anaconda» на промысловых нефтегазопроводах в климатических условиях заполярья и их роли в повышении эксплуатационной надежности трубопроводов.

Основной проблемой, с которой сталкиваются нефтедобывающие компании - это потери добытой нефти при транспортировке по причине отказов в работе нефтепровода. Главная причина отказов работы нефтепровода - коррозия, приводящая к разгерметизации трубопровода, а также влияние геологических процессов в условиях вечной мерзлоты.

Под процессом коррозии металла понимается разрушение вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой [1]. Происходит главным образом на границе раздела двух фаз металл- среда. Деструктивные процессы полимерных материалов происходят не только на поверхности, но и распространяются вглубь материала. Деструктивные процессы можно разделить на следующие основные группы:

- окислительная деструкция (действие на материал кислорода и озона);
- термическая деструкция (происходит под действием теплоты);
- механическая деструкция (действие статических и динамических нагрузок);

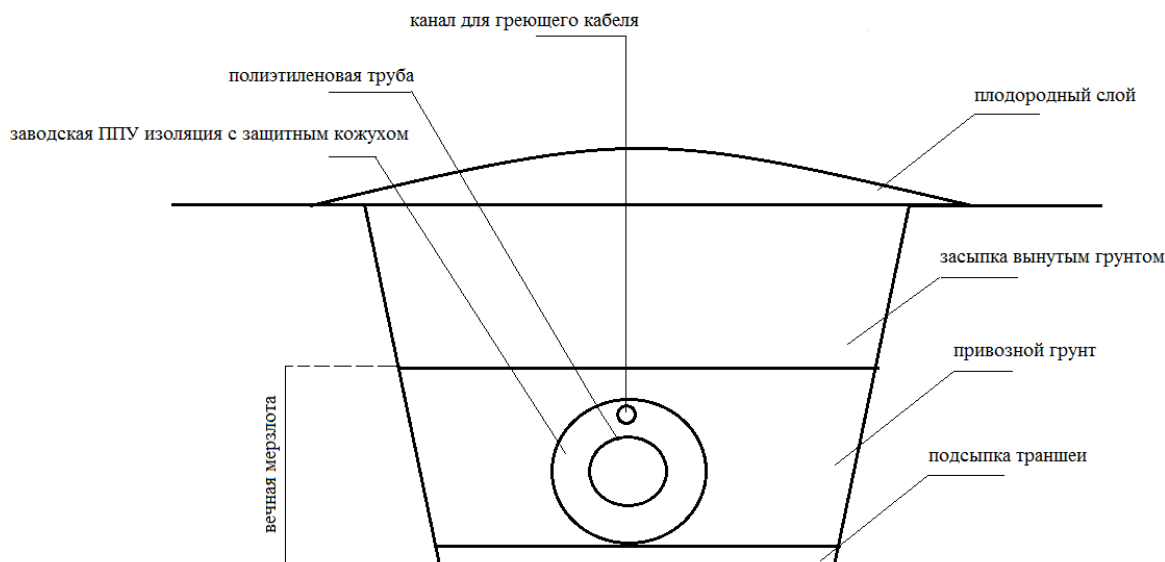
#### СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

- химическая деструкция (действие агрессивной среды);
- биологическая деструкция (воздействие пигментов микроорганизмов);
- старение (основной причиной является воздействие солнечного света).

При всей сложности изучения разрушающих процессов полимерных труб, материал является более стойким коррозионным воздействиям. Эксплуатационная надежность трубопровода, эквивалентна количеству отказов. Комплексная защита стальных трубопроводов от коррозии, включающая в себя пассивную защиту противокоррозионными покрытиями, и активную в виде средств электрохимической защиты в совокупности с ингибиторами, не дают 100% гарантии защиты от повреждения нефтепроводов. Поэтому, предлагается вводить в эксплуатацию полимерную высоконапорную трубу «Anaconda».

На имеющемся опыте строительстве полимерных трубопроводов в аналогичных климатических условиях Якутии возможно строительство и в условиях заполярного круга. С периода 1996- 2010 год группа компаний «ХангаласГазСтрой» и «Полипластик» было построено более 150 подземных газопроводов из полиэтиленов труб [2].

Методом подземной бесканальной прокладки в траншее (рис.1), в соответствии ВСН 013-88 и СНиП III-42-80\*, предлагается строительство трубопроводов. Тело трубы секциями укладывается на уровень грунта вечной мерзлоты, предварительно осуществив подсыпку дна траншеи из привезенного грунта, исключающего повреждения изоляционного слоя грунта. Засыпка осуществляется одинаковыми по свойствам грунтам из карьера, по возможности в сыпучемерзлых грунтах. Толщина слоя грунта над трубопроводом производится исходя из требований проекта. В итоге осуществляется засыпка плодородного слоя [3] [4][5].



**Рис.1. Бесканальная прокладка полимерной трубы в траншее**

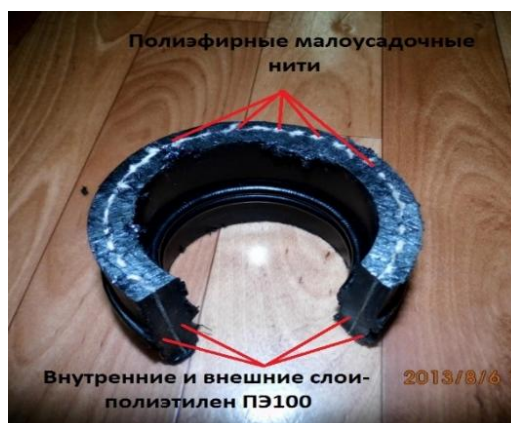
Основным препятствием прокладки в условиях вечной мерзлоты является проблема теплоизоляции. Согласно официальным данным, в северной зоне вечной мерзлоты грунт в сезон оттаивает в среднем на глубину 40 см, на южной зоне 60-70

см и более [6]. При прокладке на глубину вечной мерзлоты, с применением современных изоляционных заводских секций с трубой, и как следствием решенным вопросом теплоизоляции, возможен проект прокладки полимерного трубопровода в условиях заполярья.

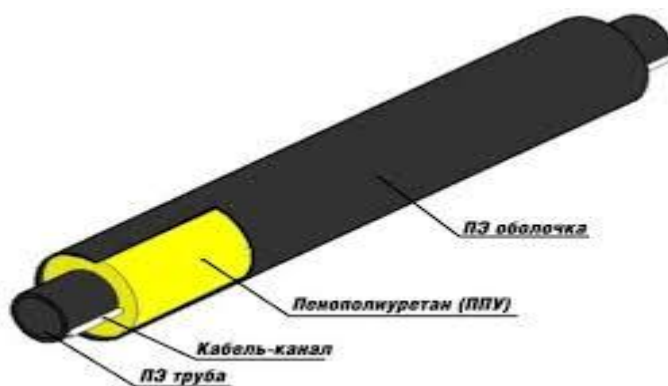
Гибкая высоконапорная труба «Anaconda» (рис.2) конструктивно включает в себя:

- трубный полиэтилен ПЭ100 (с минимальной длительной прочностью 10 МПа), из которого состоит внутренняя и внешняя поверхность - гладкая, не подвержена коррозии и зарастанию карбонатными отложениями. Полиэтилен имеет высокую гидроабразивную стойкость, поэтому пропускная способность трубы остается неизменной в течение всего срока службы;
- полиэфирную малоусадочную нить с повышенной адгезией (с пределом прочности 900 МПа) для повышения прочностных характеристик [7].

В совокупности использования с ППУ (рис.3) и греющим кабелем, исключается теплообмен между грунтом вечной мерзлоты и телом трубы, при этом поддерживая температуру трубопровода на необходимом уровне.



**Рис.2. Гибкая высоконапорная труба «Anaconda»**



**Рис.3. Полиэтиленовая труба в ППУ изоляции**

Современные полимерные материалы позволяют существенно сократить количество отказов на промышленных трубопроводах, срок безотказной работы которых варьируется от года 8 лет в среднем. На примере Майского месторождения, г. Томск, Россия, были проведены исследования и на одном из участков нефтесборных коллекторов скорость коррозии достигала 9 мм в год на стальных трубопроводах. В результате ввода в эксплуатацию высоконапорной полимерной трубы «Anaconda» аварийные ситуации за 6 лет были сведены к нулю [8]. Так же полимерные материалы более пластичны, благодаря чему, более стойки к возникновению геологического воздействия и заморозке трубопровода.

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

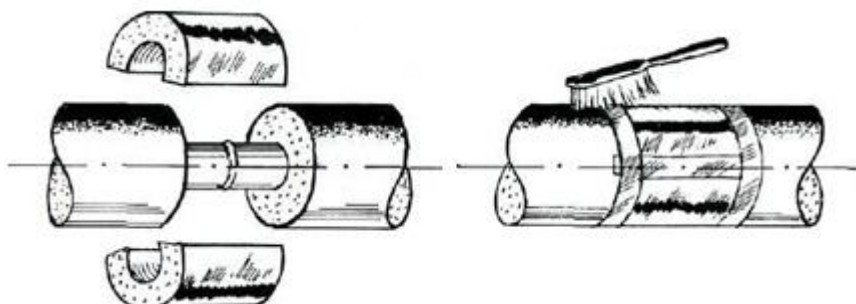
Сборка осуществляется сваркой полиэтиленовой трубы, под которой понимается «спайка» подготовленных центрованных концов труб с последующим усилением сварного шва муфтой с закладным нагревателем (рис. 4).



*Рис.4. Сварка полиэтиленовой трубы*

В заводской ППУ изоляции трубопровод прокладывается по тому же принципу. Параллельно ведутся по протяжке и соединению греющего кабеля. Место стыка труб изолируется:

1. заранее устанавливается труба - оболочка;
2. зачистка и просушка поверхности;
3. замеряются и устанавливаются полускорлупы из пенополиурентана
4. устанавливаются изоляционные цилиндры и крепятся промышленной клейкой лентой;
5. установка на место стыка трубу-оболочку, нагрев её до 50-60 °С;
6. монтаж и подогрев термоусадочной ленты.



*Рис.5. Изоляция стыка полимерной трубы*

При эксплуатации трубопровода из полимерного материала возникает ряд вопросов по обслуживанию.

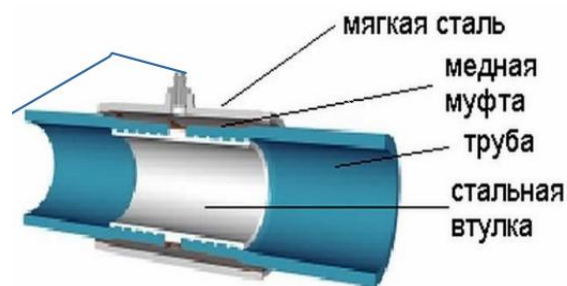
Разрешенные методы ремонта: при повреждении трубопровода проводятся вскрышные работы, с удалением изоляционного слоя и вырезки катушки. Пермская компания «Технология композитов» предлагает новый метод ремонта, который подразумевает собой установку гидравлических муфт (рис.6) и ремонт стальными вставками с обжимной обоймой (рис.7).

Диагностика трубопровода: проводить исследование технического состояния полимерного трубопровода возможно проводить виброакустическим методом, основанном на анализе прохождения волны (в широком диапазоне частот) по конструкции. Оценкой дефектности трубопровода, является условия прохождения волны в зоне дефекта (потери, рассеивание, интерференция, дифракция), изменение спектров амплитудно-частотных характеристик трубопровода на исследуемом участке. В случае, когда нет возможности проводить диагностику неразрушающими

методами контроля, разрешено осуществлять проверку состояния разрушающем методом, в частности гидравлическим или пневматическим испытанием. Периодичность испытаний определяется исходя из категории трубопровода и проводится в соответствии с требованиями ведомственных строительных норм [5].



**Рис.6. Монтаж гидравлической муфты**



**Рис.7. Ремонт стальными вставками с обжимной обоймой**

Очистка полости трубопровода: необходимость очистки определяется контрольной проверкой, в результате которой определяется вид отложений и методы борьбы с ними:

1. Очистка от парафина производится химическим (применение реагентов парафинообразования), термическим (при температуре не более 60 °С) или механическим способом (используя полиуретановые очистные устройства) методами
2. Борьба с механическими примесями осуществляется гидропневматическим методом, в ходе которого через трубопровод пропускается смесь воды и нейтрального газа в пропорции 1:6;
3. При ликвидации различного вида закупорок разрешается только путем заливки метанола с последующей продувкой газа [9 СТО Лукойл].

Техническое обслуживание: ТО трубопровода из полимерного материала не особо отличается от обслуживания привычных стальных. Основным нюансом эксплуатации возникает при вешковании трассы. Поскольку обычные трассоискатели не предназначены для поиска не стальных материалов, но вопрос с этим отпадает при вводе в эксплуатацию заводской ППУ изоляцию, так как внешняя оболочка выполнена из нержавеющей стали толщиной в несколько мм.

В перспективе, при повышении уровня обводненности скважиной продукции, и как следствие, развитию высокой скорости коррозии, увеличение количества отказов неизбежно. Возможные геологические процессы оказывают большее влияние на стальные трубопроводы, что так же повышает риск возникновения аварийных ситуаций.

После анализа нормативно- технической документации нефтегазовой отрасли, на основании практических навыков в работе с полимерной высоконапорной трубой «Anasonda» и опыте сторонних организаций, предлагается использовать полимерные трубы, как альтернативу стальным трубам в условиях вечной мерзлоты заполярного круга. Выбранная технология позволит сократить количество отказов к минимуму. Финансовые потери эксплуатирующей трубопровод компании сведутся к минимуму, экосистема заполярья останется нетронутой.

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

---

Литература

1. ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины.
2. ИЗОФЛЕКС И МЕРЗЛОТА. URL: [http://journal.plastic-pipes.ru/sites/default/files/journal/2010/05/journal\\_pp\\_2010-2\\_64-66](http://journal.plastic-pipes.ru/sites/default/files/journal/2010/05/journal_pp_2010-2_64-66). Дата обращения 08.06.16.
3. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты.
4. СНиП III-42-80\* Магистральные трубопроводы.
5. ВСН 003-88 Строительство и проектирование трубопроводов из пластмассовых труб.
6. Географический портал. URL: <http://geo-site.ru/index.php/2011-01-09-16-50-20/68-2011-01-05-09-18-30/561-vechnaya-merzlota.html>. Дата обращения 06.06.16.
7. Технология композитов. URL: <http://tk.perm.ru>. Дата обращения 07.06.2016.
8. Справка отказов от ведущего специалиста ООО «Норд Империял», 15.02.2016.
9. СТО ЛУКОЙЛ 1.19.3–2013 Трубопроводы промысловые из альтернативных материалов в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

**ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО  
ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

**А.В. Поликарпов, В.Н. Манжай**

Научный руководитель профессор В.Н. Манжай

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

После растворения в турбулентном потоке полимера большой молекулярной массы ( $M_r > 1 \cdot 10^5$ ) происходит не только увеличение вязкости жидкости, но также и увеличение скорости течения более вязкого полимерного раствора по сравнению со скоростью течения исходного маловязкого растворителя. За свою непредсказуемость и парадоксальность это явление получило название эффекта снижения гидродинамического сопротивления или эффекта Томса [1]. Установлено, что присутствие полимерных макромолекул в турбулентном потоке приводит к уменьшению коэффициента гидродинамического сопротивления ( $\lambda$ ), входящего в

уравнение Дарси – Вейсбаха  $\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{4\pi^2 \cdot R_w^5} \cdot \rho \cdot Q^2$ , в соответствие с которым

наблюдается либо увеличение объёмной скорости течения при заданном перепаде давления ( $\Delta P = \text{const}$ ), либо уменьшение потерь давления на трение при постоянном объёмном расходе ( $Q = \text{const}$ ). Экспериментально определено [2], что коэффициенты гидродинамического сопротивления полимерных растворов тем меньше, чем выше их концентрация и чем больше молекулярная масса полимерного образца. Такая закономерность наблюдается при турбулентном течении как водорастворимых, так и нефтерастворимых полимеров.

При транспорте нефти с противотурбулентными добавками по трубопроводам происходит одновременное уменьшение потерь давления на трение и увеличение объёмного расхода. Поэтому величину эффекта снижения гидродинамического сопротивления (эффекта Томса), характеризующую процент уменьшения энергетических затрат ( $DR, \%$ ) на перекачку полимерных растворов ( $p$ ) по сравнению с исходным растворителем ( $s$ ), рассчитывают по формуле