

Большая ложь Транснефти. Интервью с экспертом.

Компания Транснефть, аргументируя необходимость прокладки нефтепровода непосредственно по берегу озера Байкал, прибегает к демагогической аргументации о полной безопасности этого проекта.

По словам руководства Транснефти, компания обладает полным спектром современных технологий в области строительства трубопроводов, что сводит риск разлива нефти на побережье Байкала к нулю.

Основные аргументы Транснефти:

- углубление труб нефтепровода в землю на 2-3 метра, что позволит демпфировать толчки при землетрясениях;
- увеличение толщины стенок труб в три раза, что должно предотвратить потери нефти от коррозии и трещин;
- использование технологии "умной трубы", что позволит в реальном времени отслеживать все потенциальные нарушения стенок трубопровода;
- систематический контроль за состоянием трубопровода с вертолетов и мобильными группами;
- использование специального флота для оперативного сбора нефти, попавшей в Байкал.

Против последнего аргумента контраргумент может найти любой житель Прибайкалья. Очевидно, что проектировщики Транснефти не имеют представления о гидрологии Байкала и не знают, что почти пять месяцев Байкал покрыт льдом, а еще четыре месяца подвержен штормам, во время которых в море не выходит никто.

Сегодня у нас в гостях - **Станислав Сорокин**, инженер-конструктор, долгое время работавший на нефтепроводах компании Элком-Плюс, в непосредственной связи с Транснефтью, торговым домом Транснефть, центральными нефтепроводами Центральной Сибири (МНЦС) и Связьтранснефтью. Станислав знает практику прокладки нефтепроводов не понаслышке, так как занимался проектированием и непосредственной прокладкой нефтепровода Томск-Парабель-Кедровый-Сургут.

Д.Таевский: Станислав, как Вы вообще относитесь к прокладке подземного нефтепровода с сложных горных и сейсмических условиях Северного Байкала?

С.Сорокин: Начнем с того, что в горной местности по правилам закапывать трубу нельзя. Труба Чимкент-Чарджоу и на Кавказе до Баку идет по поверхности. Почему – это очевидно. В скалы закопаться нереально - грунт тяжелый. В вечную мерзлоту, которая ждет Транснефть в долине Верхней Ангары, тоже нельзя закапывать - мерзлота рельс ломает, а трубу порвет на ура.

В горной местности трубопровод всегда идет по поверхности, на специальных платформах из бетона. Так сделан, например, Бакинский нефтепровод.

Д.Таевский: А что Вы можете сказать о сейсмической опасности?

С.Сорокин: Тут дело в том, что у Транснефти нет опыта эксплуатации трубопроводов в сейсмоопасных зонах. Посмотрите на карту трубопроводов Транснефти - они все почти проходят по равнинной местности, там, где землетрясения практически не случаются. Хотя Томская область считалась сейсмобезопасной, но в последние 20 лет прошлого века там было два землетрясения по пять-шесть баллов... В общем, опыта нет, есть только теория и расчет.

Закопанная в землю, труба в самом деле способна пережить землетрясение в пять баллов (но не более) - земля играет роль подушки, а труба имеет определенную степень свободы. Сваренная труба – это ведь не

жесткий элемент, а скорее напоминает большой пожарный шланг.

Д.Таевский: Иркутские и бурятские экологи говорят о нормативах на утечки нефти, которые уже заложены в проектируемых трубопроводах. Руководство Транснефти утверждает, что эти утечки происходят только за счет испарения в хранилищах. Так ли это?

С.Сорокин: Нормативы и цифры руководство Транснефти называет правильно. Но! Обратите внимание, что нормы потерь рассчитываются на длину трубопровода и на объем прокачанной нефти. Труба внутри герметична. Испарения внутри трубы - только температурные, то есть по идее нормативы должны быть на порядки ниже.

Дело в том, что нормативы потерь рассчитываются исходя из возможных, мелких потерь, так называемых технологических – то есть утечек нефти при различных текущих работах с нефтепроводом. Даже когда Ультраскан (скребок или погружной датчик) погружают в трубу или достают – неизбежно часть нефти из нефтепровода выходит наружу. В Сибири нередки случаи, когда такие мелкие нефтяные объемы прямо около трубы и закапываются. Но это на равнине, где есть земля. На Северном Байкале, где скальный грунт, эти технологические потери потекут в воду.

Д.Таевский: Как повлияют на нефтепровод низкие температуры, достигающие в долине Верхней Ангары минус 55 градусов?

С.Сорокин: На сам нефтепровод – никак. Есть специальные ингибиторы - вещества, добавляемые в нефть для того, чтоб снизить ее вязкость. Существуют средства сохранения допустимой вязкости до минус 40 градусов. Если будет холоднее – нефть будут греть на насосных станциях. На нефтепроводах севера Тюмени тоже бывает минус 55.

Проблема в другом. Транснефть не сможет проводить зимой мониторинг трубопровода с воздуха, потому что ни один гражданский вертолет при морозе ниже 37 градусов в воздух не поднимется.

Д.Таевский: Что Вы можете сказать о практике увеличения стенок трубопровода? "Толстые" трубы уже где-нибудь использовались?

С.Сорокин: Нормальная толщина стенки нефтепровода – 12 миллиметров. Утолщенные трубы я ни разу не видел и не слышал о них, врать не буду. Насколько я знаю, в Транснефти такие трубы до сих пор не применялись.

Но из сопромата известно, что чем толще стенка трубы, тем менее стойкой к излому она становится. Это очевидно, это вам любой математик подтвердит. А, стало быть, тут палка о двух концах. Как себя поведут трубы с толщиной стенки 36 миллиметров – необходимо очень тщательно рассчитывать.

Д.Таевский: Руководство Транснефти утверждает, что в районе Байкала в целях безопасности число заглушек будет увеличено втрое, то есть они будут стоять через 5-10 километров. Поможет ли это реальной безопасности нефтепровода?

С.Сорокин: Обычно на равнинах заглушки ставят через 50-60 км. И дополнительно на водных переходах, через реки.

Д.Таевский: И как они работают?

С.Сорокин: Если происходит авария – заглушки перекрываются, нефть из поврежденного участка трубопровода сливается, после чего производятся ремонтные работы. Варить трубу, ремонтировать ее, с нефтью внутри, нельзя - может быть взрыв. По технике безопасности, при любом повреждении трубы нефть обязательно выкачивается. Подземные трубы иногда ремонтируются, просто вытаскивая поврежденный кусок на поверхность. Нефть в этом случае стекает от поврежденного участка под наклоном в трубопровод. Но это скорее редкость - как правило, роют котлован прямо рядом с разрывом и сливают туда нефть. Потом засыпают землей.

Д.Таевский: С "умной трубой" Вы когда-нибудь сталкивались?

С.Сорокин: Нет, потому что их нет таких в природе. Единственный прообраз такой трубы попытались построить на Аляске. Построили, и вот результат - разрыв обнаружили через два дня после утечки! И это несмотря на все умные датчики.

Про датчики – вообще отдельная история.

Во-первых, начнем с того, какие именно данные может "снять" датчик с трубы? Находясь снаружи, он снимает потенциал трубы, это возможно за счет того, что на трубу подается слабое напряжение для снижения коррозии. Внутри трубы можно снимать скорость потока. Нефть очень вязкая – например, при заполнении Трансальского нефтепровода нефть прокачивали несколько месяцев, пока она появилась на выходе. А этот трубопровод будет еще длиннее. Так вот, из-за вязкости давление не будет меняться быстро, а, стало быть, о разрыве по изменению давления судить невозможно. Это как судить о проколе в шине, снимая данные с поверхности колеса о плотности резины...

Во-вторых, даже супер-умные датчики должны быть, как минимум, включены и к тому же иметь надежный канал связи. Труба, на которой я работал, проработала больше года без всяких систем связи и без всех датчиков в принципе! Сначала запустили трубу, а потом уже шли специалисты, которые строили телеметрию, связь и все такое прочее. Это же Россия.

Д.Таевский: Станислав, у Вас как у специалиста, какой прогноз по трубопроводу на Байкале - будут там прорывы?

С.Сорокин: Будут однозначно. Просто потому, что это крайне сложный технический объект. Причем эксплуатирующийся в очень трудных условиях. В Сибири нет и 10 километров трубопровода, чтобы за срок эксплуатации не было на нем каких-либо инцидентов, а тут еще накладываются землетрясения.

Поэтому разлив - дело времени, а объем разлива - дело случая. И не всегда виноват только человеческий фактор. Хотя он вносит хороший вклад.

Д.Таевский: Большое спасибо. Хотя, конечно, нашим читателям хотелось бы услышать более оптимистичный прогноз.

Беседовал главный редактор издания [БАБР.RU](http://babr.ru) Дмитрий Таевский

Автор: Артур Скальский © Babr24.com РАССЛЕДОВАНИЯ, ИРКУТСК 👁 9939 28.03.2006, 00:15 📌 295

URL: <https://babr24.com/?ADE=28648> Bytes: 8839 / 8516 Версия для печати Скачать PDF

👍 Порекомендовать текст

Поделиться в соцсетях:

Также читайте эксклюзивную информацию в соцсетях:

- [Телеграм](#)
- [Джем](#)
- [ВКонтакте](#)
- [Одноклассники](#)

Связаться с редакцией Бабра в Иркутской области:

irkbabr24@gmail.com

Автор текста: **Артур
Скальский.**

НАПИСАТЬ ГЛАВРЕДУ:

Телеграм: [@babr24_link_bot](https://t.me/babr24_link_bot)
Эл.почта: newsbabr@gmail.com

ЗАКАЗАТЬ РАССЛЕДОВАНИЕ:

эл.почта: bratska.net.net@gmail.com

КОНТАКТЫ

Бурятия и Монголия: Станислав Цырь

Телеграм: @bur24_link_bot
эл.почта: bur.babr@gmail.com

Иркутск: Анастасия Суворова
Телеграм: @irk24_link_bot
эл.почта: irkbabr24@gmail.com

Красноярск: Ирина Манская
Телеграм: @kras24_link_bot
эл.почта: krasyar.babr@gmail.com

Новосибирск: Алина Обская
Телеграм: @nsk24_link_bot
эл.почта: nsk.babr@gmail.com

Томск: Николай Ушайкин
Телеграм: @tomsk24_link_bot
эл.почта: tomsk.babr@gmail.com

[Прислать свою новость](#)

ЗАКАЗАТЬ РАЗМЕЩЕНИЕ:

Рекламная группа "Экватор"
Телеграм: @babrobot_bot
эл.почта: eqquatoria@gmail.com

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО:

эл.почта: babrmarket@gmail.com

[Подробнее о размещении](#)

[Отказ от ответственности](#)

[Правила перепечаток](#)

[Соглашение о франчайзинге](#)

[Что такое Бабр24](#)

[Вакансии](#)

[Статистика сайта](#)

[Архив](#)

[Календарь](#)

[Зеркала сайта](#)