

## Описание наиболее крупных аварий на объектах магистрального трубопроводного транспорта в 2007 г.

**05.01.07** Авария на 40-м км газопровода-отвода к ГРС «Гагарин», эксплуатируемого Ржевским ЛПУМГ ООО «Лентрансгаз» ОАО «Газпром». Указанный газопровод-отвод сооружен в 1985–1986 гг. по проекту, разработанному проектным институтом «Гипроспецгаз» в 1985 г., и предназначен для транспортирования природного газа. Генеральный подрядчик строительства объекта – УПР треста «Союзгазспецстрой».

Приемочные испытания объекта, в том числе гидравлические на давление  $P_{исп.}$  6,27 МПа (62,7 кгс/см<sup>2</sup>), выполнены в соответствии с требованиями главы 3 СНиП III-A.10-72 и закончены 21 сентября 1986 г. Объект, принятый в эксплуатацию 30 марта 1987 г. с рабочим давлением 5,5 МПа (55 кгс/см<sup>2</sup>), эксплуатировался до момента аварии 19 лет и 10 мес. Ранее на данном участке аварий (разрывов) не было. Текущее обслуживание и ремонт проводились в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. Испытания (переиспытания), капитальный ремонт и реконструкция в период эксплуатации не проводились. Участок газопровода не был оборудован камерами запуска и приема внутритрубных устройств, в связи с чем внутритрубную диагностику на данном участке не проводили.



Специализированная организация СУ «Леноргэнергогаз», выполнявшая в 2000 г. электрометрическую диагностику газопровода-отвода к ГРС «Гагарин», повреждений изоляции на данном участке не выявила.

По результатам технической диагностики и обследования системы электрохимической защиты, качества изоляции и коррозионного состояния газопровода отмечено, что на протяжении всего обследованного участка защищенность газопровода от электрохимической коррозии составляет 100 %. Ближайшие к аварийному участку устройства катодной защиты (УКЗ) типа ТДЕ9-6348 НУ-3 расположены на 36-м и 46-м км газопровода-отвода. Защитный потенциал трубопровода в месте аварии составлял 1,8 В с омической составляющей. Электрохимзащитой газопровод обеспечен в соответствии с требованиями нормативной документации.

Руководители и специалисты обучены и прошли проверку в соответствии с Программой проверки знаний по охране труда и промышленной безопасности руководителей и специалистов филиалов ООО «Лентрансгаз». Рабочие обучены и прошли проверку знаний по вопросам охраны труда при эксплуатации опасных производственных объектов (магистральных трубопроводов) в соответствии с профессиональными обязанностями.

#### **Обстоятельства аварии**

На момент аварии участок газопровода-отвода к ГРС «Гагарин» эксплуатировали при рабочем (фактическом) давлении в месте разрыва – 5,26 МПа (52,6 кгс/см<sup>2</sup>).

Проектная конструкция в месте аварии представляет собой прямолинейный участок газопровода из спиральношовных труб диаметром 377×6 мм, сталь Ст-20 Альметьевского завода спиральношовных труб. Изоляция труб – полимерная пленка «Поликен». Фактическая конструкция в месте аварии соответствует проектной.

Глубина заложения газопровода – 0,8 м, грунт – суглинок без каменистых включений, сухой. Погода в день аварии – пасмурная, температура воздуха –1 °С.

В ходе расследования установлено, что 5 января 2007 г. в 4 ч 37 мин местного времени в процессе промышленной эксплуатации газопровода-отвода в режиме  $P_{\text{факт}}$  5,26 МПа,  $Q$  222 тыс. м<sup>3</sup>/сут давление в нем упало. В 4 ч 40 мин диспетчер Ржевского ЛПУ МГ оповестил об этом операторов АГРС «Сычевка» ГРС «Гагарин». В целях локализации аварии в соответствии с действующими инструкциями диспетчер ЛПУМГ отключил участок 29–59-й км закрытием линейных кранов № 29 и 59 по системе телемеханики. В результате разрушился (без возгорания газа) участок газопровода длиной около 7,5 м. Труба на протяжении 1,5 м от места разрыва против хода газа и на протяжении 2 м по ходу газа деформирована и повреждена, а ее фрагмент отброшен от места разрыва на расстояние 5 м (рис. 2, а–в).

í í ýêí ëí ãè+ãñêí ò, òãõí í ëí ãè+ãñêí ò è àòí ì í ì ò í àãçí ðó





**Ρис. 2. Последствия аварии на 40-м км газопровода-отвода к ГРС «Гагарин»:** разрушенный участок газопровода (α) и его фрагмент (β); образовавшийся после аварии котлован (β)

На месте разрушения газопровода образовался котлован длиной около 9 м, шириной и глубиной около 2 м. Вокруг котлована в радиусе примерно 50 м разбросан верхний слой грунта.

К аварийной ситуации привела потеря статической прочности участка спиральношовной трубы из-за развития в процессе эксплуатации сетки стресс-коррозионных трещин (КРН).

Действия оперативного персонала и аварийных бригад соответствовали Плану локализации и ликвидации аварийных ситуаций.

Последствия аварии ликвидированы 6 января 2007 г. в 0 ч 40 мин путем замены аварийного участка длиной 11,5 м. Потери природного газа составили 188 тыс. м<sup>3</sup>.

#### **Τεχνικές και οργανισμικές αιτίες της αμείας:**

✧ на основании изучения технической документации, осмотра места аварии, опроса оперативного персонала (очевидцев аварии не было) и заключения Лаборатории неразрушающего контроля Управления аварийно-восстановительных работ ООО «Лентрансгаз» комиссия пришла к выводу, что данная авария произошла в результате развития в процессе эксплуатации сетки продольных трещин КРН.

### Мероприятия, которые необходимо осуществить для предотвращения аварий:

- ✧ комплексное диагностическое обследование газопровода-отвода в целях выявления трещиноподобных дефектов;
- ✧ металловедческую экспертизу и расчеты на прочность дефектосодержащих участков, выявленных при диагностическом обследовании;
- ✧ капитальный ремонт (по результатам диагностики) газопровода-отвода к ГРС «Гагарин» с заменой дефектных труб и участков.

Вины обслуживающего персонала в аварии комиссия не усматривает.

По предварительным расчетам, экономический ущерб составил 220 900 руб.

**22.01.07** В процессе эксплуатации магистрального нефтепровода «Обвод вокруг Чеченской Республики»  $D_y$  700 мм, Ногайский р-н, Республика Дагестан (Тихорецкое районное управление магистральных нефтепроводов ОАО «Черномортранснефть» ОАО «АК «Транснефть») на 145,25-м км произошла разгерметизация несанкционированной врезки  $D_y$  50 мм с выходом 86 м<sup>3</sup> нефти. Загрязнен участок земли площадью 65 тыс. м<sup>2</sup>. Продолжительность остановки нефтепровода составила 9 ч 45 мин.

#### Техническая причина аварии:

- ✧ внешнее воздействие – несанкционированная врезка в магистральный нефтепровод в целях хищения нефти;
- ✧ несанкционированный доступ посторонних лиц к нефтепроводу.

**03.04.07** Разрушение газопровода с воспламенением газа на 749–754-м км магистрального газопровода «Уренгой-Центр-2»  $D_y$  1420 мм (Октябрьское ЛПУ МГ ООО «Тюменьтрансгаз» ОАО «Газпром») в процессе эксплуатации.

Разрушен участок трубопровода диаметром 1420×15,7 мм, общей длиной 24,5 м с выбросом трех фрагментов трубопровода. Фрагменты разрушенного участка, образованные линией продольного разрыва трубы приблизительно на 7 ч условного циферблата по ходу газа, подверглись термическому воздействию и деформации. Фрагменты (развернутые участки трубы) длиной 12,5, 18,9 и 2,1 м отброшены от места аварии соответственно на 148 (вправо по ходу газа), 133 и 80 м влево по ходу газа.

**07.04.07** В процессе испытания газопровода «Уренгой-Центр-2» при давлении 7,0 МПа (70,0 кгс/см<sup>2</sup>) произошло разрушение трубопровода на 750,9-м км с выбросом двух фрагментов и воспламенением газа. Общая длина поврежденного участка 52,9 м, диаметр 1420×15,7 мм. Травмированных нет.

#### Причины аварии:

##### технические:

- ✧ на 750,7-м км (03.04.07):



- ✧ трещина КРН на наружной поверхности трубы (производство Харьковского трубного завода, сталь X-70), ориентированная на 7 ч условного циферблата по ходу газа и расположенная на расстоянии 275–280 мм от продольного заводского сварного шва и 500 мм от кольцевого сварного шва. Длина трещины 530 мм, глубина достигает 11,2 мм;
- ✧ на 750,9-м км (07.04.07):
  - ✧ трещина КРН на наружной поверхности указанной трубы, ориентированная на 5 ч условного циферблата по ходу газа и расположенная на расстоянии 12 м от места отрыва северного ответного конца трубопровода. Длина трещины 1350 мм, глубина до 12 мм;

**организационные:**

- ✧ отсутствие на участке 747,5–754-й км МГ «Уренгой-Центр 2» узлов приема-запуска очистных и диагностических снарядов;
- ✧ недостаточно высокий темп проведения технической диагностики и устранения стресс-коррозионных дефектов на участках магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз», не приспособленных к проведению ВТД.

**Информация о несчастных случаях со смертельным исходом за 8 мес 2007 г.**

Вид надзора	Число смертельно травмированных по годам		+/-
	2006	2007	
Нефтедобыча	17	10	-7
Газодобыча	-	3	+3
Магистральный трубопроводный транспорт	3	4	+1
Геологоразведка	2	1	-1
Всего:	22	18	-4

**Несчастный случай со смертельным исходом**

**05.05.07**

Несчастный случай со смертельным исходом в ООО «Белозерный газоперерабатывающий завод» (Белозерный ГПЗ), входящий в состав «Белозерного газоперерабатывающего комплекса», Нижневартовский р-н, 62-й км автодороги Нижневартовск–Радужный к северу от г. Нижневартовска. Завод предназначен для переработки попутного нефтяного газа по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером. Готовая продукция: сухой отбензиненный (освобожденный от бензина) газ, подаваемый в газопровод «Парабель–Кузбасс» и на

Нижневартовскую ГРЭС; широкая фракция летучих углеводородов (ШФЛУ), подаваемая в продуктопровод «Нижневартовский ГПЗ–Южно-Балыкский ГПЗ». Каждый технологический поток состоит из нескольких блоков, осуществляющих компримирование, охлаждение, осушку сырого газа, компримирование отбензиненного газа.

Опасные производственные факторы: наличие углеводородов, работа системы под давлением газа, взрывоопасность.

Оборудование, использование которого привело к несчастному случаю, – сепаратор-аккумулятор М-133, аппарат горизонтального типа, заводской номер М-133-2, изготовлен в 1977 г. (Йокогама, Япония), введен в эксплуатацию в 1980 г.

### **Обстоятельства несчастного случая**

В 20 ч 30 мин 4 мая 2007 г. бригада № 3 цеха переработки газа заступила на смену. В это время работали установки переработки газа № 1 и 2 (УПГ-1 и УПГ-2) групп А, В. Отклонений от технологического режима не было. Через каждые 2 ч обслуживающий персонал совершал обход оборудования, за ведением технологического процесса наблюдали на мониторах АСУ ТП, установленных в здании центрального пульта управления (ЦПУ).

Приблизительно в 4 ч 15 мин оператор технологических установок 6-го разряда (далее – оператор) увидел на мониторе, что давление в сепараторе-аккумуляторе М-133 на УПГ-1 повысилось до 0,6 МПа. Он сообщил об этом машинисту технологических компрессоров 5-го разряда (далее – 1-й машинист), направив его к аппарату М-133. Примерно через 10 мин после его ухода давление снизилось до 0,4 МПа. Машинист вернулся в ЦПУ приблизительно через 30 мин. Затем он вместе с машинистом технологических компрессоров 6-го разряда (2-й машинист), возвратившимся с обхода оборудования УПГ-2, направился к аппарату М-133 с целью откачивать конденсат.

По показаниям 2-го машиниста, придя на блок сепарации УПГ-1, они с 1-м машинистом проверили давление в сепараторе М-133, которое, по показаниям двух манометров, составляло 0,45 МПа (уровень приблизительно 50–60 %). Затем 1-й машинист поднялся на площадку обслуживания М-101, а 2-й – направился открывать задвижку для дренирования воды из аппарата М-133. 1-й машинист подал знак рукой, что на М-101 все нормально. Затем 2-й машинист жестом показал необходимость запуска насоса Р-101С. После его запуска 1-й машинист вернулся на площадку обслуживания М-133 и вместе со 2-м машинистом они вновь проверили показания приборов: давление упало до 0,40–0,42 МПа (уровень его в М-133 упал до 30 %, в М-101 – до 44–46 %). 2-й машинист дал команду 1-му машинисту осмотреть дренажи и уровнемеры во всех аппаратах и направился к газодувке для проверки в ней уровня масла, а затем – к детендеру, произвел его обслуживание и пошел в ЦПУ.



Оператор продолжал следить за режимом на мониторах. По его словам, давление в аппарате М-133 упало до нуля, затем повысилось до 0,6 МПа, сработала звуковая сигнализация. В таком режиме аппарат работал около 7 мин.

2-й машинист при входе в ЦПУ в 5 ч 32 мин услышал хлопок, обернулся и увидел пламя в районе холодильников воздушного охлаждения Е-104А, о чем незамедлительно оповестил инженера, и побежал искать 1-го машиниста, зная, что он оставался в районе аппарата М-133. Однако подойти к этому месту машинист не смог, так как оно было охвачено пламенем. Тогда он вернулся в ЦПУ и стал выполнять указания инженера, который незамедлительно дал команду на аварийную остановку завода, распорядился, чтобы дежурные электромонтеры отключили электроэнергию в закрытом распределительном устройстве, и сообщил о случившемся охране в ЧОП «Кардон», дав распоряжение начальнику смены ЧОП оповестить аварийные службы.

Обслуживающий персонал немедленно принял меры к перекрытию запорной арматуры сухого и сырого газа на УПГ-1 и УПГ-2, а также в районе дожимной компрессорной станции. Запорную арматуру на УПГ-1 по сухому газу перекрыть не удалось, так как она находилась в очаге пожара.

Инженер сообщил в диспетчерскую службу ОАО «СибурТюменьГаз» об аварии и необходимости перекрытия запорной арматуры на всех подводящих и отводящих газопроводах.

Обслуживающий персонал принялся разворачивать пожарные рукава и лафетные стволы, два человека встречали пожарные машины.

Первая пожарная машина ПЧ-33 ОГПС-4 подъехала в 5 ч 36 мин. Всего к месту пожара прибыло 26 машин. Ориентировочно, в течение 30 мин после загорания была перекрыта вся запорная арматура подводящих и отводящих газопроводов на УПГ-1.

В 7 ч 30 мин пожар был локализован, в 7 ч 55 мин – ликвидирован (рис. 3, а–д).

Тело 1-го машиниста пожарные обнаружили возле М-106 в 8 ч 05 мин.

В результате расследования комиссия восстановила ведение технологического процесса по распечаткам диаграмм и данным автоматизированной системы управления технологическим процессом УПГ-1 Белозерного ГПЗ:

до 01.05.07 превышение давления в М-133 и М-101 не отмечалось;

с 01.05.07 до момента аварии – эпизодическое повышение давления (выше 0,6 МПа).

Рост давления в М-133 сопровождался повышением уровня в нем и повышением давления в М-101. Эпизодические подъем и снижение давления в М-133 и М-101 с амплитудами от 30 мин до 1 ч можно объяснить, согласно технологической схеме, уменьшением сечения или полным запирированием гидратами выхода газа с М-133 на уравнительную линию.



í í ýêî ëî ãè+ãñêî ò, òãðîí î ëî ãè+ãñêî ò è àòîí î íî ò í àãçî ðó







**Рис. 3. Место несчастного случая и аварии в ООО «Белозерный газоперерабатывающий завод»:** а – оторвавшееся днище с люком сепаратора-аккумулятора М-133; б – сепаратор-аккумулятор М-133 под поврежденной эстакадой технологических трубопроводов; в – сепаратор 3-й ступени сжатия М-106 и оторвавшееся днище сепаратора-аккумулятора М-133; г – задвижка № 6 на линии сброса конденсата из М-106 в М-133; д – место обнаружения погибшего машиниста возле М-106 под оплавленными конструкциями металлической лестницы

Конденсат из М-133 и М-101 дважды откачивали в нефтепровод насосом Р-101С (04.05.07 с 19 ч 30 мин до 23 ч) без нарушения технологических параметров.

В ходе расследования аварии на основании анализа экспертной группы генерального проектировщика ОАО «НИПИгазпереработка», опросов, представленных документов, распечаток трендов, объяснительных записок комиссией установлено:

✧ 1, 3 и 4 мая 2007 г. зарегистрировано эпизодическое повышение давления (выше 0,6 МПа) в М-133 по сравнению с технологической документацией;

✧ эксплуатация сепаратора-аккумулятора проводилась с превышением разрешенного рабочего давления в нарушение рекомендаций, указанных в заключении экспертизы промышленной безопасности № 58-ТУ-09409–2005, выданном ООО «Технический аудит», и приказа генерального директора ОАО «Белозерный ГПК» № 566 от 14.12.05, а так-



же записей начальника отдела технического надзора в эксплуатационном паспорте на М-133;

- ✧ в вахтовых журналах и режимных листах отсутствуют записи обслуживающего персонала цеха о нарушениях технологического режима (повышение давления в М-133);

- ✧ отсутствие контроля со стороны инженерно-технических работников цеха за показаниями автоматической системы управления технологическими процессами УПГ-1;

- ✧ обслуживающим персоналом установки не предприняты действенные меры к снижению давления в сосуде М-133 до разрешенного, вплоть до его немедленной остановки.

Вид происшествия: воздействие неконтролируемого огня.

Смерть пострадавшего наступила в результате острого отравления оксидом углерода.

#### **Причины несчастного случая:**

- ✧ превышение давления в сепараторе-аккумуляторе М-133 и несрабатывание защиты (ППК-002) из-за полного или частичного запираания уравнивательной линии в результате образования кристаллогидратов и поступления газа высокого давления из сепараторов С-111 и М-106 в М-133 вследствие пропуска рабочей среды запорной и регулирующей арматурой (задвижками № 10, 11, клапаном-регулятором LIC-026 С-111 и задвижкой № 6 М-106);

- ✧ неправильное ведение технологического процесса обслуживающим персоналом, не принявшим действенных мер к снижению давления;

- ✧ необеспечение должного руководства и контроля со стороны сменного инженера и инженерно-технических работников цеха за ведением технологического процесса и показаниями АСУ ТП УПГ-1;

- ✧ отсутствие со стороны главного инженера надлежащего контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и обеспечением безопасности работников при ведении технологических процессов.

#### **Мероприятия для предотвращения подобных несчастных случаев**

В целях увеличения надежности технологических установок рекомендовать ООО «Белозерный ГПК» следующие технические решения с привлечением проектного института:

- ✧ вывести углеводородный конденсат из С-111 в сепаратор второй ступени М-132;

- ✧ установить на линии вывода углеводородного конденсата из сепараторов М-106 и М-132 автоматическую отключающую арматуру, срабатывающую при превышении давления в М-133;

- ✧ переустановить пружинно-предохранительный клапан (ППК) непосредственно на аппарат М-133 после расчета его пропускной способности;

- ✧ установить редуцирующие устройства (шайбы) на всех байпасах клапанных сборок по выводу углеводородного конденсата и воды из аппаратов;
- ✧ проверить состояние предохранительных клапанов на всем технологическом оборудовании, ужесточить контроль за работоспособностью клапанов в процессе обслуживания технологического оборудования, испытаний и освидетельствований;
- ✧ провести внеплановую ревизию и при необходимости ремонт всех клапанов, регуляторов давления и уровня, а также запорной арматуры на их байпасах;
- ✧ для инженерно-технических работников цеха разработать и внедрить руководящий документ по проведению анализа работы технологических установок и принятию соответствующих мер на основе данных, зарегистрированных системой АСУ ТП;
- ✧ провести очередную проверку знания ПБ 03-576-03 лицами, ответственными за безопасную эксплуатацию и техническое состояние сосудов, работающих под давлением; инструкций по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов персоналом, обслуживающим сосуды, работающие под давлением.

В основном аварийность и травматизм на объектах нефтегазодобычи связаны с несоблюдением производственной дисциплины, низкой профессиональной подготовкой персонала, неэффективным производственным контролем за выполнением требований промышленной безопасности.

Травматизм и аварийность на объектах нефтяной и газовой промышленности обусловлены также высокой степенью износа основного оборудования, трубопроводов и конструкций, низким темпом внедрения современных технологий, недостаточным оснащением предприятий надежными системами автоматики и телемеханики, средствами самозащиты и самоконтроля.

Большинство аварий и случаев смертельного травматизма можно предотвратить путем постоянного мониторинга реального состояния опасных производственных объектов, их своевременного технического обслуживания, ремонта и реконструкции, а также соблюдения безопасных режимов работы.



и и ъеиѐ+аѐиѐ і о, оаѐи і ѐѐ+аѐиѐ і о є оѐи і іи і о і ааѐиѐѐ

1	2	3	4	5	6
28.01.07	Тихорецкое районное управление магистральных нефтепроводов ОАО «Черномортрансгаз»-ОАО «АК «Транснефть»	288-й км МН-Грозный-Баку, Д, 700 мм, Кабардино-Балкарский р-н, Республика Дагестан, УТЭН по Республике Дагестан	Разгерметизация несанкционированной врезки Д, 50 мм. Объем выходящего флюида составил 25 м <sup>3</sup> . Загрязнен участок земли площадью 9 тыс. м <sup>2</sup>	По предварительному расчету, около 1513 850	То же
18.02.07	Гременское ЛПУ МГ ООО «Перитрансгаз»-ОАО «Газпром»	7,6-й км газопровода-отвода «Чусовин-Береанки-Солнциск»-2, Д, 700 мм, Чусовинский р-н, Пермское МУТЭН	В процессе транспортировки газа Р <sub>авс</sub> 4,0 МПа разрушился трубопровод без возгорания. Потери газа – 2 676 тыс. м <sup>3</sup>	Ущерб не представлен	Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН)
24.02.07	Майкопское управление по добыче и транспортировке газа ООО «Кубаньгазпром» ОАО «Газпром»	179-й км магистрального газопровода (МГ)-Майкоп-Самурская-Сочи, Д, 720 мм, 4-й категории из-за разгерметизации газопровода (сквозное отверстие в его верхней части в результате внешнего воздействия), Р <sub>авс</sub> 1,6 МПа. Травмированы	Выход газа из трубопровода (без возгорания) на переходе через агродорогу 4-й категории из-за разгерметизации газопровода (сквозное отверстие в его верхней части в результате внешнего воздействия), Р <sub>авс</sub> 1,6 МПа. Травмированы	5703,95; потери газа – 10 15 507 м <sup>3</sup>	Техническая причина – несанкционированная разгерметизация трубопровода
12.03.07	ОАО «Средне-Волжский Транснефтепродукт» ОАО «АК «Транснефтепродукт»	554-й км магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) «Альметьевск-Нижний Новгород», Д, 500 мм, Кстовский р-н, Нижегородская обл., УТЭН по Республике Татарстан	Разгерметизация участка МНПП примерно в 190 м от перехода через р. Шаву. Вытекшее из трубопровода дизельное топливо (306 м <sup>3</sup> ) пролигало грунт и после его насыщения по естественному рельефу попало в р. Шаву и распространилось по течению в направлении прудов ООО «Рыбхоз «Борок» примерно на 3 км	448,88 (предварит)	Разрушение нефтепродуктопровода вследствие коррозии, развившейся в месте кратковременного внешнего воздействия высоких температур, вызвавших эмиссию металла и значительное локальное уменьшение толщины стенки трубопровода, что привело к образованию в ней сквозного отверстия (Заключение ООО «Нижегородский центр технической диагностики, экспертиз и сертификации»). Непроведение на данном участке МНПП комплексного диагностического обследования для определения возможности дальнейшей эксплуатации. На ПС «Боратыны» не организован контроль за состоянием линейной части МНПП в выходные дни, не определен порядок технического обслуживания подводных переходов через малые реки, отсутствуют средства для организации контроля их состояния в зимнее время



1	2	3	4	5	6
13.03.07	Тихорецкое районное управление магистральных нефтепроводов ОАО «Черномортрансгаз» - ОАО «АК «Транснефть»	178,9-й км МН «Малгобек-Тихорецк», Д, 700 м, Минераловодский р-н, Ставропольский край, УТЭН по Ставропольскому краю	Выход 43 м <sup>3</sup> нефти. Загрязнен участок земли площадью 94 м <sup>2</sup> , пострадала, а также попадания нефти в водоемы нет	539 429	Техническая причина – несанкционированная врезка в сеть хранения нефти, организационная – несанкционированный доступ посторонних лиц к нефтепроводу
19.03.07	Ново-Уренгойское ЛПУ МГ ООО «Томьтрансгаз» ОАО «Газпром»	4,8-й км МГ «Уренгой-Новоковое» Д, 1400 м, МГУ по УФО, УТЭН по Свердловской области Субъект РФ ЯНАО	Разрушение газопровода в месте кольцевого сварного соединения на участке между охранным краевым на 3,2 км и линейным краевым на 27-м км (с возгоранием газа). Стык выполнен полуавтоматической сваркой с подваркой ручной дуговой сваркой изнутри трубы в процессе строительства. Образовался котлован длиной и шириной по 40 м, глубиной 8 м. Выброс – 5140,761 тыс. м <sup>3</sup>	8767 412,39	Напряжено-деформированное состояние участка трубопровода из-за вертикальной нагрузки, превышающей прочностные характеристики металла трубы в результате отступления от проекта – усадка трубопровода на проектные отметки, без применения кривых элементов 2,6° в нижней точке прохождения профиля трассы. Возможная дополнительная причина – отступление от проектной документации при строительстве газопровода (отсутствие теплоизоляции участка газопровода теплополимерными или глинами)
25.03.07	Мокроусовское ЛПУ МГ ФиллалООО «Югтрансгаз» ОАО «Газпром»	1324-й км МГ «САЦ-3» Д, 1020 мм, пос. Мокроус, Марковский р-н, УТЭН по Саратовской области	Разрыв газопровода с возгоранием при работе в нормальном режиме Р <sub>раб</sub> 4,82 МПа. Пострадала шиперывав подаче газа потребителям нет. Потери газа – 1 061 349 м <sup>3</sup>	2744 125,93	Техническая причина – нарушение технологии ремонта трубопроводного стыка ручной сваркой (16 см), что привело к разрушению участка сварного кольцевого полуавтоматического стыка протяженностью 1,6 м между спиралесовальными трубами; организационная – при проведении в 2003 г. внутритрубной дефектоскопии МГ «САЦ-3» на участке КС Приволжская – КС Мокроус не выявлен дефект, ставший причиной аварии. Неэффективность производственного контроля (необлюдение нормативно-правовых актов в области промышленной безопасности)
29.03.07	Альметьевское РНУ ОАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы» ОАО «АК «Транснефть»	379-й км МН «Пермь-Альметьевск» Д, 1000 мм, на левом берегу подводного перехода через р. Ик (перемычка между основной ниткой и камерой приема очистных и диагностических устройств резервной нитки), УТЭН по Республике Татарстан	Выход нефти объемом 80 м <sup>3</sup> в результате аварии. Разрушена задвижка КЛПЭ 500х7,5 тв. №503. Давление в нефтепроводе на 379-м км составило 2,76 МПа	7756 000	Техническая причина аварии – разрушение задвижки в период нормального срока эксплуатации, установленного заводом-изготовителем (25 лет). Причина разрушения задвижки ЗКЛПЭ 500х7,5 тв. №503, изготовленной в 1997 г. ОАО «Якромарматур», г. Алексан. Тульская обл., – нарушение технологии при изготовлении задвижки или заводской брак, развившийся в процессе эксплуатации



ii iei ei äe -añei ò, òaòii i ei äe -añei ò è àòii i iì ò í ààçì ðó

1 03.04.07	2 Остятское ЛПУ ИГ ООО «Томсктрансгаз»-ОАО «Газпром»	3 749-754-й км МГ «Уренгой-Центр-2» Д, 1420 мм, давление - на 749-м км КС-Ок- тябрьская» 7,31 МПа, на 754-км - 7,31 МПа. ХМАО, МУТЭН по ЦФО	4 Разрушение участка МГ «Уренгой-Центр-2» длиной 24,5 м, диаметром 1420-157 мм с увеличе- нием газа на 750,7-м км при эксплуатации в режиме P <sub>зад</sub> 7,31 МПа, температуре наружного воздуха +2 °С. Выброс трех фрагментов трубопрово- да, образованных линией продольного разрыва трубы приблизительно на 7 ч условного циферблата по ходу газа и подвергшихся термическому воздейст- вию и деформации.	5 От аварии 03.04.07 - 7 235 663,31. От инцидента 07.04.07 - 5 582 285,12. Общий ущерб - 12 817 948,43. Потери газа - 1300,320 тыс. м³	6 Техническая (на 750,7-м км) - толщина КРН длиной 530 мм и глубиной 11,2 мм на наружной поверхности стальной трубы диаметром 1420-157 мм (Харьковский трубный завод), ориентирован- ная на 7 ч условного циферблата по ходу газа, расположена на расстоянии 275-280 мм от продольного заводского сварного шва и 500 мм от кольцевого сварного шва. Причина разрушения (отказ), происшедшего 07.04.07 в период его испытания давлением 7,0 МПа, - трещина КРН на наружной поверхности трубы диаметром 1420-157 мм произведе- тая Харьковского трубного завода (сталь Х70) длиной 1350 мм, глубиной до 12 мм, ориентированная на 5 ч условного циферблата по ходу газа, расположенная на расстоянии 12 мм от места отрыва северного ответного конца трубопрово- да. Организационные причины: отсутствие на участке МГ Уренгой-Центр II, 747,5-754 км узла приема-запуска счита- емых и диагностических сварочков. Недостаточный темп прове- дения технической диагностики и устранения дефектов КРН на участках магистральных газопроводов ООО «Полюстрансгаз», не приспособленных к проведению внутритрубной дефекто- скопии (ВТД)
19.04.07	ОАО «Средне-Волжский Товнефтепродукт»-ОАО «АК «Транснефтепродукт»	414-й км МНПП «Альметьевск-Нижний Новгород» Д, 500 мм, P <sub>зад</sub> 2,26 МПа, в 1,5 км от населенного пункта Мал. Померы, Яд- ринский р-н, Республика Чувашия, УТЭН по Республике Татарстан	Выход 259,139 м³ дизельного топлива в результате разгерметизации МНПП (трещина, образовавшаяся в районе поперечного сварного стыка трубо- провода)	831,455	На данном участке МНПП не проведено комплексное диагнос- тическое обследование для определения его технического состо- яния и возможности дальнейшей безопасной эксплуата- ции. На ПС «Тинь сватово» не организован ежедневный конт- роль за состоянием линейной части МНПП. Отсутствует конт- роль руководителем ПС «Тинь сватово» и ОАО «Средне-Волжский Транснефтепродукт» за своевременными качественными тех- ническим обслуживанием МНПП
03.06.07	Мылкинское ЛПУ ИГ ООО «Севергазпром»-ОАО «Газпром»	1030,6-й км МГ «Уфа-Торжок-2» (2-я нитка) Д, 1220 мм, P <sub>зад</sub> 4,45 МПа, Тутавский р-н, Ярославская обл., МУТЭН по ЦФО	Разрушение газопровода с возгорани- ем. Пострадавших нет	10 644 967,72	Разрушение сварного шва технологической заплаты в следст- вие непровада критической глубины, не выдержавше- го эксплуатационного давления газа 4,45 МПа. Отсутствие исполнительной документации, подтверждающей качество выполнения сварного шва технологического отверстия и кон- троля качества сварного соединения. Низкий уровень обеспе- чения газопровода методом ВТД, что не позволило своевре- менно выявить и устранить сварные швы
04.06.07	Тихорецкое РУМН ОАО «Чер- номорсктрансгаз»-ОАО «АК «Трансгаз»	316-й км МН «Грозный-Баку» Д, 700 мм, Дербетовский р-н, Республика Дагестан, УТЭН по Республике Дагестан	Разгерметизация нижнего шарового крана в результате несанкционирован- ной врезки с выходом 4 м³ нефти по по- паданием ее в поливный канал	Не представлен	Несанкционированная врезка в МН в целях хищения нефти. Несанкционированный доступ посторонних лиц к нефте- проводу



1	2	3	4	5	6
03.07.07	Шеморданское ЛПУ МГ ООО «Таттрансгаз»-ОАО «Газпром»	2239-й км МГ «Ямбург-Западная граница», 2229-й км МГ «Ямбург-Елец-2», Д., 1420 мм, Р <sub>ав.</sub> 7,4 МПа, близки населенного пункта Н. Мервеси, Арский р-н, Республика Татар- стан, МУТЭН по Приволжскому федераль- ному округу	Разрыв МГ «Ямбург-Западная грани- ца» по основному металлу с последую- ющим возгоранием газа и краповых узлов на магистральных газопроводах «Ямбург-Елец-1,2»	120,523	Разрушение трубы вследствие зарождения в зоне сплавания продольного заводского сварного шва резьбы КРН длиной 2400 мм и максимальной глубиной 7,5 мм
06.07.07	Тихорецкое ТРИМ-ОАО «Черномортрансгаз»-ОАО «АК Транснефть»	282-й км МН «Грозный-Баку», Д., 700 мм, Р <sub>ав.</sub> 2,45 МПа, Кажетский р-н, Республика Дагестан, МТУ по ЮФО	Выход 91,26 т нефти в ходе плановой замены изоляции на 282,5-км МН «Грозный-Баку» при демонтаже с помо- щью автомобильного крана бетонной плиты 1х1,0х0,18 м, предназначенной для укрепления обвалования МН. До ава- рии МН работал в стационарном режи- ме (Р <sub>ав.</sub> 2,45 МПа). Пострадавших нет	По предварительному расчету, 586,385	Несанкционированная врезка в МН в целях хищения нефти, не- санкционированный доступ посторонних лиц к нефтепроводу После вскрытия места выхода нефти выяснилось, что причина выхода – повреждение плитой несанкционированной врезки
01.06.07	ООО «Томсктрансгаз»-ОАО «Газпром»	109,9-й км 1-й нитки МГ «Парабель-Кубасс»- Д., 1000 мм перед краповым узлом № 110 на участке выхо- да газопровода из заболоченной поймы р. Чая, Колташевский р-н, Томская обл., МТУ по СФО	Разрушение трубопровода свелогра- нием газа в процессе эксплуатации при стабильном давлении. Давление на момент аварии на входе КС «Чажмто» составляло 0,373 МПа	Приблизительно 14 196, 226 (дневные утончаются). Потери газа – 2 441 419 м <sup>3</sup>	Механические дефекты (радиры) на теле трубы, нанесенные в период строительства. Низкое качество металла (структурно- го состояния). Эксплуатационные нагрузки на трубу, обуслов- ленные изменениями рабочего давления от 3,30 до 3,80 МПа. Возможно напряженное состояние участка газопровода, обусловленное отступлением от проекта при строительстве (отсутствие нутряк отводов на участках, прилегающих к месту разрушения). Существующая причина – отсутствие в отчетах о ВТ достоверной информации о наличии дефектов (фо- то) на участке газопровода из-за некорректной записи результатов визуальной дефектоскопии. Недостаточный операционный контроль со стороны подрядной организа- ции ПО «Южгазстрой» и технадзора заказчика - Томская дирекция строительства газопровода» Тюменскгазпрома при строительстве газопровода; незавершенный в планируемые сроки капитальный ремонт участка 107-110-й км 11-й нитки МГ «Парабель-Кубасс»; вывод из ремонта (подключение) участка МГ до завершения работ в объеме, предусмотрен- ном проектом

ii iei ei ae - a nei i o, da oi i ei ae - a nei i o e a oi i i i o i aa ci do

1	2	3	4	5	6
26.07.07	Северное ЛПУ МГ ООО «Лен-трансгаз» ОАО «Газпром»	799-й км МГ – Белоусово-Ленинград» Д, 1020 мм, $P_{max}$ 44,3 МПа, МТУ по СОВО	В процессе промышленной эксплуатации МГ в режиме $P_{max}$ 4,43 МПа, $Q$ 14,503 тыс. м <sup>3</sup> /сут; температура газа 14,5 °С, упало давление на входе ГРС «Ново-Северная» из-за разрыва трубопровода (с возгоранием)	Предварительный экономический ущерб (потери газа) от аварии - 918, 850	Предварительное заключение – коррозионный унос металла трубы. Окончательный вывод о причинах аварии будет сделан после выдачи заключения ФГУП ЦНИИКИМ «Промгаз» с участием ООО «ВНИИГАЗ».
10.08.07	ОАО «Черномортранснефть» ОАО «АК «Транснефть»	1116-й км МН «Малтобек-Тихорецк» Д, 700 мм, $P_{max}$ 2,67 МПа, Ставропольский край, МТУ по ЮФО	Выход нефти в результате разгерметизации несанкционированной врезки в трубопровод, обнаруженной патрульной группой команды «Убинская» ОАО «Черномортранснефть». Пострадавших нет	-	-
15.08.08	Стерлитамакское ЛПУ МГ ООО «Баштрансгаз» ОАО «Газпром»	21-й км МГ – Совхозное ПХТ Калчуринское ПХТ- Д, 720 мм, $P_{max}$ 3,9 МПа, Республика Башкортостан, МТУ по ПФО	Разрыв МГ с выходом и возгоранием газа. Пострадавших нет	-	-
23.08.07	Тихорецкое РМН ОАО «Черномортранснефть»-ОАО «АК «Транснефть»	1265,5-й км МН «Кубышев-Тихорецк» Д, 800 мм, в 5 км северо-западнее ст. Терновская, Тихорецкий р-н, Краснодарский край, МТУ по ЮФО	Выход нефти в результате разгерметизации несанкционированной врезки в МН, обнаруженной подвижной группой службы безопасности команды «Тихорецкая»-ОАО «Черномортранснефть». Пострадавших нет	-	-