

Автономная некоммерческая организация
«АГЕНТСТВО ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ РИСКОВ»
(АНО «Агентство исследований промышленных рисков»)

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ
БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

проект Сахалин- II, стадия 2
ООО «Старстрой»

Зарегистрировано в АНО «Агентство исследований промышленных рисков» за № *07-05-18/A*

Регистрационный № _____

Директор
АНО «Агентство исследований промышленных рисков»
канд. техн. наук

 И.А. Кручинина

_____ 2007 года



Москва 2007

1 ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

1.1 Основание для проведения экспертизы

Основанием для проведения работ по экспертизе промышленной безопасности является договор № 693000/000/STY/11.10/1868 - 1 АД/07 от 03.02.2007 г. между экспертной организацией – Автономная некоммерческая организация (далее - АНО) «Агентство исследований промышленных рисков» и заказчиком экспертизы – Обществом с ограниченной ответственностью (ООО) «Старстрой».

1.2 Сведения об экспертной организации

Настоящее экспертное заключение подготовлено АНО «Агентство исследований промышленных рисков».

Юридический адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Б. Грузинская, 60.

Почтовый адрес: Россия, 105066, Москва, Б-66, а/я 23.

Телефон/факс: (495) 261-2149.

АНО «Агентство исследований промышленных рисков» образовано в 1998 г. с целью проведения работ и исследований, направленных на обеспечение промышленной безопасности, охраны окружающей среды и защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций, проведения декларирования промышленной безопасности, осуществления экспертизы промышленной безопасности, предоставления агентских и брокерских услуг в области добровольного и обязательного страхования, страхования ответственности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты.

В числе сотрудников АНО «Агентство исследований промышленных рисков» члены Российских академий (Инженерной, Горной), специалисты высшей квалификации с ученой степенью - 3 доктора наук, 9 кандидатов наук.

В состав АНО «Агентство исследований промышленных рисков» входят пять научно-исследовательских отделов с десятью лабораториями, задача которых обеспечивать основные направления исследований в области правового и нормативного регулирования, экономических проблем промышленной безопасности, организационных проблем безопасности и надзорной деятельности, оценки опасности объектов, отраслевых проблем промышленной безопасности; информационного обеспечения надзора, организации обучения и аттестации в области промышленной безопасности.

1.3 Сведения об экспертах

Экспертиза промышленной безопасности проводилась группой экспертов, официально назначенных в установленном порядке, в составе:

- 1) Лисанов М.В. – эксперт высшей квалификации Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА-033-0089);
- 2) Гражданкин А.И. – эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА-033-0085);
- 3) Пчельников А.В. – эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА-033-0091);
- 4) Швыряев А. А. - эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА-910-0223, №НОА-026-0729),
- 5) Сумской С.И. – эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в

части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА 026-0724).

- 6) Савина А.В. – эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА-033-0092);

От ООО «Старстрой-Инжиниринг» (Приложение 4):

- 7) Галкин В.А. - главный специалист, эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы проектной документации в нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА-026-0606),
- 8) Фоменко И.К. - главный специалист геолог, к. геол.-минер.н.

От ОАО «ВНИИГАЗ» (Приложение 3):

- 9) Сафонов В.С. – эксперт высшей квалификации Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА 026-0691).
- 10) Овчаров С.В. – эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА 026-0689).
- 11) Мельников А.В. – эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА 026-0688).
- 12) Ковалев С.А. – эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА 026-0687).
- 13) Петрулевич А.А. – эксперт Единой системы оценки соответствия на объектах, подконтрольных Ростехнадзору в области экспертизы декларации промышленной безопасности и документации в части анализа риска опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности и магистральных трубопроводов (квалификационное удостоверение № НОА 026-0690).

Ведущим экспертом (обобщающим результаты работы группы экспертов) по данной работе в порядке, установленном в АНО «Агентство исследований промышленных рисков», назначен Лисанов Михаил Вячеславович.

1.4 Сведения о наличии лицензии на право проведения экспертизы промышленной безопасности

АНО «Агентство исследований промышленных рисков» имеет лицензию на проведение экспертизы промышленной безопасности (регистрационный № ДЭ-00-006990 от 11.01.07), выданную Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору на следующие виды деятельности:

- проведение экспертизы промышленной безопасности проектной документации на разработку, строительство, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов;
- проведение экспертизы промышленной безопасности технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах;
- проведение экспертизы зданий и сооружений на опасных производственных объектах;

- проведение экспертизы деклараций промышленной безопасности и иных документов, связанных с эксплуатацией опасных производственных объектов.

АНО «Агентство исследований промышленных рисков» имеет аккредитацию (свидетельство об аккредитации № ЭО-01685 от 18.06.04) на соответствие требованиям, предъявляемым к организациям, осуществляющим экспертизу промышленной безопасности. Среди областей аккредитации - проведение экспертизы проектной документации на строительство, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение, консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности, в т.ч. магистральных трубопроводных систем.

АНО «Агентство исследований промышленных рисков» застраховало свою ответственность за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу третьих лиц при осуществлении деятельности в области экспертизы промышленной безопасности. Страховой полис № 480/07/4 от 19.02.2007. Лимит ответственности составляет 28,7 млн. руб.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ, НА КОТОРЫЕ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

Объектом экспертизы промышленной безопасности является Отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, стадия 2, выполненный ООО «Старстрой» (далее - Отчет).

3 ДАННЫЕ О ЗАКАЗЧИКЕ

Заказчиком экспертизы является ООО «Старстрой».

Юридический адрес: 350000, Краснодар, ул. Лузана, д.36

Адрес (Южно-Сахалинский Филиал): 693008, г. Южно-Сахалинск, Ул. Вокзальная, 56

Тел./факс: (4242) 46 71 07

E-mail: dk@sk2.ru

4 ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Целью экспертизы Отчета является оценка:

- соответствия сведений, характеризующих безопасность береговых трубопроводов (далее – БТ), требованиям промышленной и безопасности, а также требованиям действующего законодательства в области охраны окружающей среды в части нештатных воздействий;
- обоснованности и достоверности результатов анализа риска аварий на БТ и соответствия их общепринятым научным и практическим данным в области обеспечения безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов;
- возможности использования результатов отчета для разработки декларации промышленной безопасности БТ.

При экспертизе Отчета оценивалось требование п. 6.1 РД 03-418-01, согласно которому «результаты анализа риска должны быть обоснованы и оформлены таким образом, чтобы выполненные расчеты и выводы могли быть проверены и повторены специалистами, которые не участвовали при первоначальном анализе».

5 СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ДОКУМЕНТАХ

В ходе проведения экспертизы промышленной безопасности был рассмотрен Отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проекта Сахалин- II, стадия 2, выполненный ООО «Старстрой».

6 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТА ЭКСПЕРТИЗЫ

6.1 Краткая характеристика объекта экспертизы

На экспертизу представлен Отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов», проект Сахалин- II, стадия 2, выполненный ООО «Старстрой», в одной книге на 2030 листах.

6.2 Назначение объекта экспертизы

Отчет предназначен для определения количественных показателей риска аварий на береговых трубопроводах для обоснования мер по снижению риска возникновения аварий для персонала и населения до приемлемого уровня, в соответствии с требованиями СТУП АР [1, 2].

7 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Анализ Отчета «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проекта Сахалин- II

7.1.1 Титульный лист

Отчет, представленный на экспертизу, утвержден Директором проекта «Сахалин-II» ООО «Старстрой».

7.1.2 Оглавление

В «Оглавлении» представлен перечень основных разделов подразделов и пунктов Отчета и номера страниц, с которых они начинаются.

7.1.3 Раздел 1 «Введение»

7.1.3.1 Основные положения

В настоящем отчете излагаются результаты анализа риска возникновения производственных аварий на береговых трубопроводах проекта «Сахалин II» Компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.». В Отчете проведена оценка риска для персонала, обеспечивающего эксплуатацию трубопроводов, населения, проживающего вблизи трассы и окружающей природной среды и сравнение полученных значений риска с критериями их приемлемости, установленными Специальными Техническими Условиями Проекта «Анализ риска опасных производственных объектов проекта Сахалин-II» (СТУП АР).

7.1.3.2 Описание объектов береговых трубопроводов проекта "Сахалин II"

В настоящем Отчете рассматриваются следующие береговые трубопроводы:

- магистральные нефтепроводы от выхода на берег в районе Чайво до ОБТК и от ОБТК до Терминала отгрузки нефти (ТОН);
- магистральные газопроводы от выхода на берег в районе Чайво до ОБТК и от ОБТК до Завода СПГ;
- два многофазных трубопровода и линия моноэтиленгликоля (МЭГ) от Лунского выхода на берег до площадки ОБТК;

а также площадочные объекты трубопроводной системы, к которым относятся узлы приема-пуска средств очистки и диагностики, узлы запорной арматуры, а также площадки анодных заземлителей, расположенные на расстоянии 150 м от площадок запорной арматуры.

Указано назначение, местоположение и протяженность трасс трубопроводов. Приведен перечень узлов приема пуска и СОД, технологические параметры и производительность газопроводов, нефтепроводов и многофазных трубопроводов.

Замечание 1. *Отсутствует достаточное обоснование принципа выделения в качестве составляющих ОПО «зон обслуживания»: Ноглики, Ясное, НКС-2, Советское. Эти зоны не имеют четких границ по технологическому принципу (параметры трубопроводов, режимы перекачки, технологические объекты) или территориально-административному принципу, как это определено нормативным документом РД-03-14-2005.*

Кроме того, границы зон обслуживания не согласуются с границами участков трассы трубопроводов по отсекающим устройствам (УЗА).

Необходимо более четко определить составляющие и их границы.

7.1.3.3 Местоположение и границы объектов береговых трубопроводов

Приведены сведения о месторасположении объектов с указанием кратких сведений о смежных объектах проекта «Сахалин II», близлежащих промышленных объектах и населенных пунктах. Указаны охранные зоны и санитарные разрывы для БТ.

Представлены параметры окружающей среды: природно-климатические условия (минимальные и максимальные значения температуры воздуха, барометрическое давление, относительная влажность воздуха, среднемесячное и годовое количество осадков), рельеф и гидрография местности.

Указано, что территория о. Сахалин относится к сейсмически активной зоне с интенсивностью до 8-10 баллов по шкале MSK.

Отмечено, что трасса трубопроводов пересекает 19 активных тектонических разломов. Местоположение пересекаемых разломов представлено в табл. 1.3.6.3 - 02.

В районе строительства БТ имеют место опасные геологические процессы: заболачивание, подтопление грунтовыми водами, суффозия, плоскостная и линейная эрозия на оголенных склонах, донная и боковая эрозия русел постоянных и временных водотоков, солифлюкция, оползневые процессы, осыпи, сели и лавины.

Анализ риска проводился для следующих компонентов БТ:

Береговые газопроводы:

- Два газопровода диаметром 14" от изолирующих фланцев на выходе на берег (Чайво) до ограждения площадки СОД на косе залива Чайво
- Газопровод диаметром 20" от ограждения площадки СОД на косе залива Чайво до ограждения площадки ОБТК
- Газопровод диаметром 48" от ограждения площадки ОБТК до ограждения площадки завода СПГ

Береговые нефтепроводы:

- Два нефтепровода диаметром 14" от изолирующих фланцев на выходе на берег (Чайво) до ограждения площадки СОД на косе залива Чайво
- Нефтепровод диаметром 20" от ограждения площадки СОД на косе залива Чайво до ограждения площадки ОБТК
- Нефтепровод диаметром 24" от ограждения площадки ОБТК до ограждения площадки ТОН

Береговые многофазные трубопроводы:

- Два многофазных трубопровода диаметром 30" от изолирующих фланцев на выходе на берег до ограждения площадки ОБТК

Трубопровод МЭГ:

- Трубопровод диаметром 4,5", перекачивающий МЭГ, от ограждения площадки ОБТК до изолирующих фланцев на берегу

Площадки узлов запорной арматуры и камер приема-пуска СОД:

- площадка узлов запорной арматуры и приема-пуска СОД на косе залива Чайво
- площадка приема-пуска СОД вблизи НКС-2
- площадки линейной запорной арматуры на вышеперечисленных трубопроводах.

Замечание 2. В разделе 1.3.6 (стр. 22-28) отсутствуют данные по среднемесячным (а также средним для каждого месяца минимальным и максимальным) температурам в районе декларируемого объекта – береговых трубопроводов, отсутствие этих данных не позволяет оценить в полной мере возможность реализации тех или иных сценариев.

Замечание 3. Целесообразно при описании трубопроводных систем сведения о материале труб и о толщине стенок привести не в конце документа, а в начале, поскольку эти данные в дальнейшем используются в расчетах интенсивности аварий на трубопроводах.

Замечание 4. Рис. 1.3.6.3-01 (раздел 1.3.6) непонятен, возможно, искажена цветовая палитра. Необходимо дать разъяснение к рисункам с указанием влияния

параметров сотрясений на надежность трубопроводов, а также как соотносятся значения по цветовой палитре и изолинии с цифровыми обозначениями.

Замечание 5. В разделе 1.3.6 отсутствует информация о том, как часто может реализовываться нерасчетное внешнее воздействие приводящее к разрушению трубопроводов. Отсутствие такой информации в явном виде приводит к тому, что невозможно оценить правильность выбора базовых частот аварий при анализе риска. Включение этой информации в данный раздел представляется крайне необходимой, поскольку именно от достоверности и правильности этой информации будет во многом зависеть количественные показатели риска. Это особенно важно, поскольку, хотя о Сахалин и является сейсмически активным регионом, большая часть трассы будет построена в «нормальном классе безопасности» и лишь переходы через разломы в «сейсмическом», остальные участки относятся к «среднему» и «высокому» классам безопасности). Тем не менее, как следует из нижеизложенных пунктов, частота разрыва газопровода является рекордно низкой для существующих газопроводных систем в мире. Необходимо привести пример конкретного расчета.

7.1.3.4 Сведения об авариях и пожарах

Приведены сведения об имевших место авариях и пожарах на аналогичных трубопроводах, связанные со спецификой транспорта нефти и природного газа.

7.1.3.5 Приложение к главе 1

В Приложении к главе 1 приведены:

- Таблица 1.1.00 – 01 Перечень терминов и определений.
- Рисунок 1.2.0.0 -01 Схема размещения объектов проекта «Сахалин - II».
- Рисунок 1.2.1.0 – 01 Технологическая схема береговых газопроводов и многофазных трубопроводов.
- Рисунок 1.2.2.0 – 01 Технологическая схема береговых нефтепроводов и трубопровода МЭГ.
- Рисунок 1.3.1.0 – 01 Схема трассы трубопроводов.
- Таблица 1.3.5 Сведения об особо охраняемых природных территориях острова Сахалин, расположенных вблизи БТ.
- Чертеж 5050-G-38-38-D-1002-00-E-D Сахалин II, Береговые трубопроводы «Узел линейной арматуры 20” для подачи газа на Боатасино и ГРС ЭНЛ. Технологическая площадка. План. Разрезы».
- Чертеж 5050-G-38-38-D-1007-00-C-D Сахалин II, Береговые трубопроводы «Узлы линейной арматуры 20” 037XV104 с отбором газа ЭНЛ/СЭИК Технологическая площадка. План. Разрезы».
- Чертеж 5050-G-38-38-D-3003-00-E-D Сахалин II, Береговые трубопроводы «Узел отбора газа 14” на бытовые нужды на магистральном газопроводе 48”. План. Разрезы».

Замечание 6. Не совсем корректно представлены термины, например:

- «индивидуальный риск», «коллективный риск», «критерий приемлемости» риска взяты из РД 03-418-01, но в качестве источника указан СТУП "АР";
- определение термина «потенциально вредное и опасное для человека и природы вещество» сформулировано не точно и не имеет смысла, т.к. дано четкое определение опасных веществ в 116-ФЗ;
- для термина «случай аварии» дана ссылка на 116-ФЗ, в котором такое определение отсутствует.

7.1.4 Раздел 2 «Метод анализа риска»

Указано, что для методологического обеспечения работ по анализу риска использовались СТУП «Анализ риска опасных производственных объектов проекта Сахалин-II»¹. Для количественной оценки риска БТ применялись

¹ Следует отметить, что в рамках экспертизы от Заказчика был получен по электронной почте и отпечатанный типографским способом текст за № 1000-S-90-01-S1508-00-01, озаглавленный как «Специальные технические условия проекта «Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II» (далее – Издание СТУП АР). Однако содержательная часть Издания СТУП АР значительно отличается от варианта СТУП АР, согласованного

методики, рекомендованные Ростехнадзором и МЧС России, стандарт СЭИК «Дополнение к специальным техническим условиям проекта (СТУП) «Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-2». Береговые газопроводы» (январь 2007 г.), а также международные методики, учитывающие специфику объектов (табл. 2.1.0.0 – 01).

Указано, что модель количественной оценки риска береговых газопроводов, принятая в Дополнение к СТУП АР, обладает следующими преимуществами:

- частоты разгерметизации от различных причин рассчитываются с учетом технических характеристик того или иного участка, всех природно-климатических, геологических, сейсмических, гидрологических факторов, присутствующих данному участку
- учтена возможность возникновения физических процессов в том числе быстрое расширение газа, истечение газа из газопровода, формирование и дрейф облака газа, пожар в котловане;
- физические процессы, положенные в основу модели количественной оценки риска газопроводов используют реальные данные по Розе ветров;
- Значения потенциального риска по всей трассе трубопровода зависят от участка трубопровода и расстояния от него.

Замечание 7. В разделе 2.2.2 утверждается, что «давление истекающей жидкости быстро спадает после изолирования места утечки аварийными задвижками (запорной арматурой)». Это утверждение в общем случае неверно: в нижних точках трассы избыточное давление будет существовать довольно долго, вплоть до полного стока.

Замечание 8. В разделе 2.3 (стр. 46) констатируется, что «методы количественной оценки риска, изложенные в СТУП АР [1]² не позволяют проводить анализ и оценку риска для подобных ситуаций [т.е. для ситуации когда вблизи трассы расположены населенные пункты], поскольку заложенный в них консервативный подход дает в этом случае неоправданно завышенный уровень риска». В связи с этим возникает вопрос, что это вообще за методология, которая при появлении людей вблизи опасного объекта становится непригодной, и как в таком случае вообще можно было использовать СТУП АР [1] при разработке рассматриваемого документа, давать на него постоянные ссылки и приводить в перечне используемых методов под первым номером? В СТУП АР [2] приводится ссылка на СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, который лишен указанных недостатков.

Замечание 9. В перечне используемых методов (таблица 2.1.0.0 – 01, Перечень методик, используемых при анализе риска) отсутствует описание методики, с помощью которой производились расчеты объемов утечек на нефтепроводах. Кроме того, в ряде перечисленных документов, существуют различные подходы к расчету одних и тех же явлений, например, к расчету рассеяния выбросов. В связи с этим целесообразно, указать, что именно из того или иного документа использовалось при анализе риска. Наконец, приведенный в таблице 2.1.0.0 – 01 перечень не является полным: в тексте документа периодически возникают иные методы расчета, например, программы ALOHA, FRED и т.д. Необходимо включить их в перечень и дать краткое описание моделей, использованных в этих продуктах.

Замечание 10. Кроме того, вопреки требованиям СТУП АР (п.3.1.4, 3.5.2 и др.) в отчете фактически не использован СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, который учитывает специфику эксплуатации отечественных магистральных газопроводов. Отсутствует требуемое СТУП АР (п. 3.5.2) обоснование выбора в качестве приоритета зарубежных методик оценки опасностей аварий. В частности, не обсуждается вопрос о применении статистики ОАО «Газпром» по авариям в России.³

Госгортехнадзором России письмом от 11.03.2004 №ЕИ-02-35/117 и доработанного в соответствии с рекомендациями заседания НТС Госгортехнадзора от 13.02.04 и 04.07.2003.

² Здесь и далее ссылка приводится по тексту Отчета

³ В п.3.4.1 СТУП АР указано, что:

При проведении оценки последствий происшествий настоящие СТУП АР уста-навливают приоритет использования российских нормативных документов и апробированных методик, базирующихся на лучшем международном опыте в

Рекомендация 1. В соответствии со СТУП АР для оценки последствий аварийных выбросов из БТ целесообразно использовать методику «ТОКСИ-3», которая одобрена Управлением по надзору за специальными и химически опасными производствами и объектами Ростехнадзора (09.08.2006 № 12-01-29/1592) и Управлением по надзору за объектами нефтегазодобычи, переработки и магистрального трубопроводного транспорта (11.10.2006 № 11-32/3419).

7.1.5 Раздел 3 «Исходные данные»

7.1.5.1 Результаты проведения предшествующих этапов проектирования по проблемам безопасности и риска

Указано, что на этапе рабочего проектирования применялись следующие методы анализа безопасности принимаемых проектных решений:

- анализ безопасности при проведении работ, или анализ внештатных ситуаций;
- анализ пожарной безопасности;
- методология размещения и компоновки оборудования;
- анализ электробезопасности;
- анализ данных инженерных изысканий по трассе трубопроводов.

Эти исходные данные напрямую использовались при количественной оценке риска береговых трубопроводов.

7.1.5.2 Исходные данные для анализа риска

Отмечено, что трассы береговых трубопроводов нефти и газа, многофазной продукции и моноэтиленгликоля общей протяженностью около 1600 км пролегают с севера на юг о. Сахалин.

Район строительства характеризуется высокой сейсмичностью. Трасса пересекает 19 активных тектонических разломов и свыше 1000 водотоков. На отдельных участках выявлены опасные геологические процессы, такие как оползни, сели и участки разжижения грунтов. Протяженность болот и заболоченных участков по трассе составляет около 150 км. Трубопроводы пересекают инженерные сооружения и коммуникации, в том числе автомобильные и железные дороги, линии электропередачи, трубопроводы, водоводы и кабельные линии связи. В зоне действия поражающих факторов возможных аварий могут оказаться производственные объекты и населенные пункты, расположенные в непосредственной близости от береговых трубопроводов.

Приведены характеристики технологических процессов и основные параметры технологического оборудования, в т.ч. данные по распределению опасных веществ по составляющим объекта.

Представлены данные о техобслуживании и ликвидации аварийных ситуаций, указана предполагаемая

области КОР. В п.5.2.1 приведен перечень методических документов и методик, необходимых для анализа риска происшествий на опасных производственных объектах проекта «Сахалин-2» (там дан исчерпывающий перечень документов и нормативов по декларированию промышленной безопасности).

В случае недостаточности российского нормативно-методического обеспечения для оценки физических и химических явлений при авариях на опасных производственных объектах проекта «Сахалин-2» (главным образом, расчет рассеяния и дрейфа облаков тяжелого газа, факельных и струйных выбросов, растекания жидких опасных веществ и др.) допускается в этой части использование зарубежных нормативных документов и апробированных методик, базирующихся на лучшем международном опыте в области КОР. В Дополнении I к настоящему СТУП АР содержится вводное описание рекомендуемых в этом дополнительном случае к использованию источников (баз данных, моделей явлений аварии и программ расчета риска).

К тому же в п.3.5.2 указано еще раз, что:

При проведении количественной оценки риска в целях сравнения с критериями приемлемости, настоящие СТУП АР устанавливают приоритет использования российских нормативных документов и апробированных методик, базирующихся на лучшем международном опыте в области КОР. В п.5.2.1 приведен перечень методических документов и методик, необходимых для анализа риска происшествий на опасных производственных объектах проекта «Сахалин-2».

В случае объективно обоснованной недостаточности российского нормативно-методического обеспечения для оценки физических и химических явлений при авариях на опасных производственных объектах проекта «Сахалин-2» (главным образом, расчет рассеяния и дрейфа облаков тяжелого газа [64], факельных и струйных выбросов углеводородов, растекания жидких углеводородов и др.) допускается в этой части использование зарубежных нормативных документов и апробированных методик, базирующихся на лучшем международном опыте в области КОР. В Дополнении I к настоящему СТУП АР содержится вводное описание рекомендуемых в этом случае к использованию источников (баз данных, моделей явлений аварии и программ расчета риска), а так же в дополнительном перечне литературных источников [68-111].

численность и размещение персонала.

Указано, что все трубопроводы проекта «Сахалин-II» оснащены системой обнаружения утечек, которая осуществляет передачу данных о статусе утечки, ее интенсивности и месторасположении в автоматизированную систему управления трубопроводами.

7.1.5.3 Приложение к главе 3

В Приложении к главе 3 приведены:

- Таблица 3.2.1.0 - 1 Сведения о трассе береговых трубопроводов.
- Таблица 3.2.1.0 - 2 Перечень изолируемых секций береговых трубопроводов.
- Таблица 3.2.1.3 - 01 Данные по лицам на ж/д, которые могут попасть в зону аварии.
- Таблица 3.2.1.3 - 02 Перечень категорируемых автодорог.
- Таблица 3.2.1.4 - 01 Сведения о производственных объектах, расположенных вблизи трассы береговых трубопроводов.
- Ситуационные планы 3.2.1.5 – 01 Границы застройки населенных пунктов, расположенных на расстоянии ближе 500 м от береговых трубопроводов.
- Таблица 3.2.1.5 - 01 Сведения о населенных пунктах, расположенных на расстоянии до 1,5 км от береговых трубопроводов.
- Таблица 3.2.2.0 - 01 Сведения о розах ветров и классах устойчивости атмосферы вдоль трассы береговых трубопроводов.
- Таблица 3.2.2.0 - 02 Розы ветров и классы устойчивости атмосферы (по данным ГМС Сахалинской области).
- Генеральные планы 3.2.3.2 - 01 – 3.2.3.2 - 12 «Площадки узлов запорной арматуры / узлы приема и пуска СОД».
- Таблица 3.2.3.2 - 01 Вертолетные площадки береговых трубопроводов.
- Таблица 3.2.3.2 - 02 Сведения по распределению опасных веществ по составляющим объекта.
- Таблица 3.2.3.2 - 03 Компонентный состав веществ.
- Таблица 3.2.4.1 - 01 Распределение персонала по участкам трассы береговых трубопроводов.
- Таблица 3.2.4.2 Система аварийного реагирования береговых трубопроводов.

Замечание 11. При оценке распределения опасных веществ (результаты в таблице 3.2.3.2-02, часть 3) составляющие отождествляются с технологическими блоками, что в принципе неверно, т.к. блок является отдельной частью составляющей ОПО.

Кроме того, в общее количество опасных веществ включены ОВ, находящиеся в морских трубопроводах (ПА-А, ПА-Б — берег), которые не входят в рассматриваемые БТ.

Замечание 12. Обоснование неучета дрейфа паров нефти в виде текста «поскольку газовая составляющая стабилизированной нефти мала, то опасности, связанные с пожаром – вспышкой или взрывом газопаровоздушной смеси не учитываются» неприемлемо. Необходимо привести более убедительные количественные оценки и в том числе величину давления насыщенных паров нефти, по которой наряду с долей легких углеводородов можно судить о возможности образования дрейфов. При этом необходимо отметить, что температура транспортируемой нефти может достигать 45 С (см. табл. 3.2.1.0-1.1, стр. 66), а содержание легких фракций (до С5 включительно) – до 7,5-15 мольных % (см. табл. 3.2.3.2-03). С учетом этих двух фактов, на наш взгляд, не исключена реальная возможность формирования дрейфующих облаков от проливов нефти.

Замечание 13. Разъяснить в п. 3.1.2 понятие НИЗКИЙ для оценки риска пожара.

Замечание 14. В табл. 3.2.4.2-01...08 приведены времена отключения (отсечения) аварийного участка: в основном - 1-2-3 мин. Непонятно к чему относится это время: к моменту начала перекрытия потока или к моменту полного перекрытия сечения

трубопровода. Не приведены зависимости времен обнаружения утечки и перекрытия потока от размера дефектного отверстия.

Замечание 15. В таблице 3.2.3.2-02 (стр. 326) приводятся давления в системе в МПа. Для нефтепровода 24" приводятся давления 68,45 МПа чего быть физически не может. Аналогичные замечания для газопровода 24" (90,78 МПа). В этой же таблице неверно указаны количества опасных веществ в трубопроводах. Так, например, для газопровода 24" длиной 232 км указана масса 16476 тонн, а должно быть (если считать давление 90,78 бар): $3,14 \cdot 0,6 \text{ м} \cdot 0,6 \text{ м} / 4 \cdot 232000 \text{ м} \cdot 90,78 \cdot 0,788 \text{ (кг/в норм. м}^3\text{)} = 6530 \text{ тонн}$

Аналогичные ошибки имеются и в других расчетах. Отметим, что данная таблица важна, поскольку критерием отнесения объекта к опасным производственным объектам, согласно с ФЗ-116, проводится на основании массы опасного вещества на производственном объекте.

Замечание 16. В разделе 3 отсутствуют данные по времени перекрытия задвижками потока, возможности ликвидации АВС тех или иных отверстий разгерметизации, времени реагирования на аварийную ситуацию. Необходимо привести в отдельной таблице характеристики задвижек с учетом в том числе того, что часть задвижек в начальный момент эксплуатации БТ не будет оснащена дистанционным управлением.

Замечание 17. Из таблицы 3.2.1.0-2.1 (стр. 236) следует, что существуют участки протяженностью около 74 км, на которых не установлены задвижки. Каким образом это согласуется с неоднократными упоминаниями в документе о том, что длина участков БТ между задвижками не превосходит 30 км.

Замечание 18. В табл.3.2.4.1-01 приводятся данные по доле времени, затрачиваемого персоналом линейных эксплуатационных служб, для обслуживания системы трубопроводов. Указано, что доля времени на обслуживание участка 6,9 км точно такая же как и на обслуживание 232 км участка. Этого не может быть. Если считать пространственное распределение людей по трассе равномерным, то следует приводить среднюю плотность распределения персонала ЛЭС вдоль трассы (с учетом доли времени пребывания людей «в поле» в разрезе года). По данным ОАО «Газпром» эта величина составляет (исходя из данных по режиму выхода сотрудников ЛЭС на трассу МГ) около 1 человека на 120 км трассы (т.е. 0,0083 чел/км). Приведенные в данной таблице данные не могут быть в дальнейшем использованы для оценки риска для персонала; хотя эти оценки в документе имеются, но они неверны. Необходимо привести данные о количестве персонала, обслуживающие береговые трубопроводы.

Замечание 19. Имеются неточности в приведенных параметрах трубопроводов: указан размер 24" вместо 48" (таблица 3232-02), 20" вместо 24" (таблица 3.2.4.2-07).

7.1.6 Раздел 4 «Расчеты явлений аварий»

В настоящей главе представлены результаты расчетов статистических и физических явлений аварий на береговых трубопроводах.

7.1.6.1 Иницирующие события

Проведена идентификация иницирующих событий на магистральных газопроводах и нефтепроводах.

Представлены данные по распределению случаев разгерметизации газопроводов по причинам их возникновения и данные по распределению ожидаемых частот разгерметизации по интервалам размеров эквивалентных аварийных отверстий.

В соответствии со СТУП АР рассчитаны частоты иницирующих событий для газопроводов и нефтепроводов.

Замечание 20. На стр. 347 используются статистические данные за 1991-2000 г. Необходима актуализация этой статистики.

Замечание 21. На стр. 347 предлагается не учитывать влияние аварий на газопроводах на частоту аварийности на нефтепроводах. Аргументируется это тем, что в 94 % случаев размыв почвы при аварии на газопроводе происходит таким образом, что нефтепровод остается вне зоны размыва. Нам кажется, что такое допущение

заметно занижает частоту аварий на нефтепроводе, и особенно частоту крупных аварий. Действительно, если в оставшихся 6% случаев происходит размыв почвы с разрушением соседнего нефтепровода, то можно ожидать, что в этих условиях, сопровождающихся в том числе и горением, будет иметь крупное разрушение нефтепровода. Учитывая, что регистрируемые частоты разрушения существующих газопроводов и нефтепроводов обычно близки по своим значениям (ок. 0,0002 1/год/км), можно сделать вывод, что наличие вблизи нефтепровода газопровода может добавить до 6% аварий с серьезным разрушением нефтепровода. Для сравнения доля крупных трещин и гильотинных разрывов в рассматриваемом документе также составляет около 6%. Т.е. неучет влияния газопроводов на частоту аварии на нефтепроводе может занижать частоты крупных аварий почти в 2 раза.

Замечание 22. На стр. 347 высказывается следующее суждение об авариях, развивающихся по схеме «разрушение газопровода-разрушение нефтепровода»: «при повреждении нефтепровода... дополнительный вклад от опасных факторов пожара на нефтепроводе оказывается пренебрежимо малым, по сравнению с последствиями пожара на газопроводе и им можно пренебречь». Данное утверждение не является достаточно обоснованным, поскольку на месте аварии газопровода возможно инициирование горения и тогда быстрое растекание горячей нефти (например, в водный объект), вряд ли можно считать «пренебрежимо малым». Кроме того, в отсутствие воспламенения, выброс нефти из нефтепровода будет основным негативным фактором аварии, т.к. наиболее серьезным последствием будет загрязнение почвы/воды. Необходимо учесть такие сценарии.

Замечание 23. На стр. 347 для моделирования аварий на «многофазном трубопроводе» используется та же модель, что и для газопровода: «в настоящем отчете при анализе явлений, связанных с разгерметизацией, пожарами и взрывами на многофазных трубопроводах использовались методы, аналогичные применяемым для магистральных газопроводов, поскольку в составе многофазного продукта преобладающим компонентом является метан – 87,74%». Однако, далее (разд. 4.2.2, стр. 353) при описаниях сценариев аварийных ситуаций для «многофазных трубопроводов» в качестве одного из исходов появляются проливы. Как такое возможно, чтобы истекал газ, а образовывался пролив? Необходимо дать более полные пояснения, как все-таки производился расчет истечения из «многофазного трубопровода», на каком основании происходит замена газожидкостной смеси газом и каким образом учитывалось наличие жидкой фазы, в частности ее участие в формировании проливов.

Замечание 24. На стр. 348 среди причин разгерметизации трубопроводов не указаны такие группы факторов как антропогенная активность, ошибки при эксплуатации (например, ошибки при ремонтных работах).

Замечание 25. На стр. 348 не указано, чему равно s в нумерованной формуле.

Замечание 26. На стр. 348 п. 4.1.1.1 дается единое для всех анализируемых трубопроводов распределение по размерам аварийного отверстия: 12,5, 25, 50, 100 мм и разрыв на полное сечение (>150 мм). Такой подход возможен при анализе технологических трубопроводов, но применения такого распределения к газопроводам большого диаметра противоречит отечественным стандартам и нормативам [29,31]. А для газопроводов большого диаметра и высокого давления в СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 [31] вообще рассматриваются только сценарии разрыва на полное сечение. Если для нефтепроводов в принципе распределение по размерам аварийного отверстия оправдано физическими свойствами нефти (жидкость в данном случае несжимаема), то перенесение этих подходов на газопроводы (системы со сжатым газом) физически неоправданно, поскольку имеется понятие критического размера дефекта, при котором обязательно будет происходить разрыв трубы газопровода за счет давления в аварийном отверстии. Вопросы образования аварийных дефектов подробно рассмотрены, например, в энциклопедии (Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. -М:МГФ "Знание", 2002.-712/153 с.).

Свищи могут образовываться в газопроводах в результате коррозии, но их размеры, как правило, менее 15 мм. При более протяженных дефектах происходит распространение дефекта и раскрытие трубы на полное сечение. Этот механизм развития аварии рассмотрен в СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 [31].

Для трубопроводов большого диаметра это особенно важно - все аварии на газопроводах больших диаметров сопровождались полным разрывом. Это подтверждается и британской базой UKOPA 2-отчет за 2002 год, где также показано, что аварии на газопроводах большого диаметра происходят с разрывом трубы на полное сечение.

Т.о. использованное распределение частоты разрушения в зависимости от размера отверстия не является достаточно обоснованным. В связи с этими замечаниями правильность дальнейших расчетов показателей риска на газопроводах ставится под сомнение.

Замечание 27. На стр. 349 таблица 4.1.1.1-02 «Распределение ожидаемых частот разгерметизации газопроводов по размерам эквивалентных аварийных отверстий, в зависимости от причины аварии» содержит противоречивую информацию. Например, согласно этой таблице для отв. 12,5 мм 80% аварии происходит за счет коррозии, еще 70% за счет неизвестных причин, еще 35% за счет брака в строительстве и дефекта труб, еще 35% из-за ошибок оператора и, наконец, 12% за счет движения грунтов. Всего получается 232%. Необходимо дать разъяснение по использованию таких данных.

Замечание 28. Вызывает сомнение правильность выбора базы данных по аварийности (стр. 349, раздел 4.1.1.1), а, именно, западноевропейская статистика EGIG. Выбор статистической базы должен быть обусловлен аналогичностью природных условий, или техническими характеристиками наиболее опасных объектов. Наиболее опасным является газопровод 48" (Ду1200 с давлением 90-98 ата). В базе EGIG доля трубопроводов с диаметром более 36" составляет менее 20%. Основная доля приходится на распределительные (более 50%) малые трубопроводы с диаметром менее 16", работающие под давлением выше 16 ата.

В качестве аналога по природно-климатическим условиям, в том числе и по сейсмическим условиям, при выборе частоты разгерметизации МГ более уместно выбрать регион Северного Кавказа (ООО Кавказтрансгаз), для которого статистика аварийности трубопроводов приведена в СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 [31].

Другой базой сопоставимой по сейсмическим характеристикам может быть трубопроводная система в Боливии и Колумбии. В работе (Proceedings of IPC 2004 International Pipeline Conference October 4 - 8, 2004 Calgary, Alberta, Canada .IPC04-0238 ESTIMATING THE INFLUENCE OF NATURAL HAZARDS ON PIPELINE RISK AND SYSTEM RELIABILITY. Michael Porter, Clint Logue, Dr. K. Wayne Savigny, Dr. Iain Bruce) проведено сравнение причин аварий в этом регионе, см. рис.1

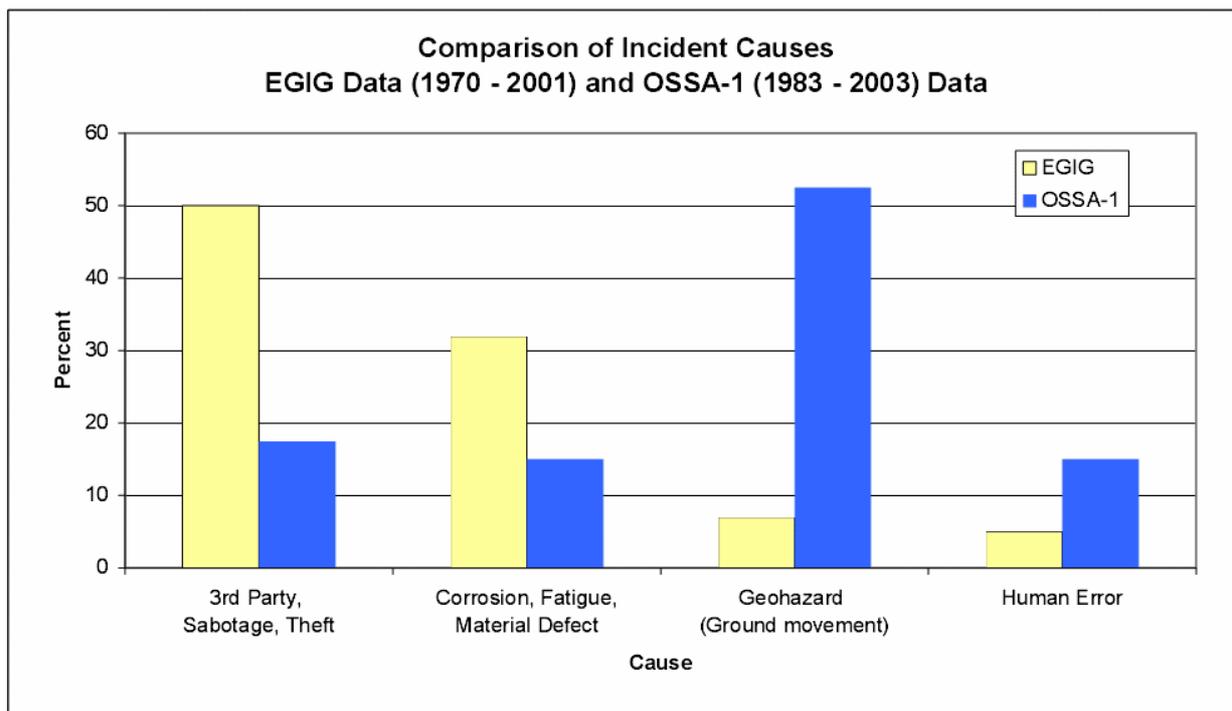


Рис.1 Сравнение причин аварийности на трубопроводах с использованием различных баз данных.

В данном регионе частота землетрясений 1 раз 475 лет с интенсивностью 0,18g, что близко к сейсмичности на Сахалине (1 раз в 500 лет). Из рис. 1 видно, что доля природных рисков является определяющей. При этом общая частота аварий составляет 2,5 аварии на 1000 км в год.

Замечание 29. В разделе 4.1.1.2 (стр. 350) для нефтепроводов не указывается, на основе каких данных выбиралась базовая частота, каким образом на частоту аварий влияют различные факторы. В результате (см. 4.1.2 и Табл. 4.1.2.0-01, 4.1.2.0-03, 4.1.2.0-07) по всем нефтепроводам и на всех их участках имеется единая частота аварий $7,05 \cdot 10^{-4} \text{ км}^{-1} \text{ год}^{-1}$. Т.е. для нефтепровода частота аварий не зависит от места прохождения трубопровода. Возникает вопрос, почему условия прохождения трассы влияют только на газопроводы, а не на все трубопроводы в том же коридоре.

Замечание 30. В разделе 4.1.1 (стр. 348-350) для «многофазных трубопроводов» нет обоснования выбора базовой частоты аварий. В результате (см. 4.1.2 и Табл. 4.1.2.0-05) частота аварий при транспортировке многофазных сред получилась чуть ли не самой низкой среди всех трубопроводных объектов - $1,64 \cdot 10^{-5} \text{ км}^{-1} \text{ год}^{-1}$. Учитывая более интенсивное воздействие многофазной среды на внутреннюю стенку трубопровода (например, по сравнению с транспортировкой чистого газа) этот результат представляется не правдоподобным.

Замечание 31. Следует отметить, что выбор статистической базы во многом определяет достоверность рассчитанных показателей риска. Выбор базы EGIS (см. раздел 4.1.1 стр. 348-350) приводит к тому, что практически для всех береговых газопроводов в качестве частоты аварий использованы значения $2,95 \cdot 10^{-5}$ и $1,59 \cdot 10^{-5} \text{ км}^{-1} \text{ год}^{-1}$ (с небольшой вариацией порядка 25%). Хотя согласно имеющейся статистике «средняя» частота разрушения газопроводов по данным Ростехнадзора составляет величину $\approx 2 \cdot 10^{-4} \text{ км}^{-1} \text{ год}^{-1}$. Т.е. имеет место существенное расхождение (примерно на порядок) рассчитанных показателей и статистических данных.

Выбор базы EGIS в качестве основы приводит к совершенно парадоксальным результатам.

Например, в одном и том же коридоре проходят газопровод и нефтепровод, которые, по-видимому, будут строиться одной и той же организацией по близкой технологии. При этом частота аварий (см. табл. 4.1.1.0-...) на газопроводе составит 0,0159-0,0295 аварий на 1000 км в год, а для нефтепровода – 0,7 аварий на 1000 км. Возникает вопрос: почему отличие в аварийности нефтепровода и газопровода достигает 1,5 порядка значимости?

По отечественной статистике частоты аварий на нефтепроводах и газопроводах большого диаметра примерно равны. При этом в разделе 6.2 в технических условиях рассматривается соотношение частот аварий на газопроводе и нефтепроводе как 1:4,5, а не 1:35 как следует из результатов расчетов.

Более того, приведенные результаты по газопроводам (полученные на основе СТУП АР) вступают в противоречия с утвержденными нормативными документами [31]. Так согласно СТО РД ГАЗПРОМ удельная частота при переходах через водные препятствия примерно в пять раз выше по сравнению с сухопутными участками. В СТУП АР 5-кратное увеличение сделано для 7% от числа аварий, вызванных движением грунта за счет природных явлений. В результате по трассе (табл.4.1.2.0 и табл.4.5.2.0) газопровода 48" изменение частоты аварий находится в диапазоне от 0,015 до 0,020 аварий на 1000 км в год. В аналогичном 25% диапазоне варьируется и частота аварий на остальных газопроводах.

7.1.6.2 Сценарии возникновения и развития аварий и пожаров

Сформирован перечень инициирующих событий, рассматриваемых при количественной оценке риска.

Описаны основные типы сценариев возможных аварий и пожаров на газопроводах, нефтепроводах, многофазных трубопроводах и трубопроводах МЭГ.

Приведены деревья событий для описанных сценариев аварий (рис. 4.2.2.0-01– 4.2.2.0-06).

Указаны особенности возникновения аварий и пожаров на газопроводах и нефтепроводах, связанные с учетом физических процессов.

Замечание 32. Рассмотрение сценариев FBDIE/LHDIE (см. раздел 4.2.2, стр. 351-352) – сценарии со взрывом облака на газопроводе с метаном - на наш взгляд недостаточно обоснованно. Согласно статистике взрывов (детонации или высокоскоростного горения) дрейфующих облаков метана на открытых площадках не наблюдалось. Более того, удельный вес таких сценариев с детонацией (даже если его принять в рассмотрение в качестве консервативной оценки) неправдоподобно завышен: согласно табл. 4.3.0.0-1 и рис. 4.2.2.0-01 при «позднем» зажигании дрейфующего облака взрывное горение наблюдается с вероятностью 0,54, а пожар-вспышка (низкоскоростное горение) – с вероятностью 0,46. Т.е. детонация (или высокоскоростное горение) предполагается более вероятным событием, чем сгорание облака с низкими скоростями. Для метана такая ситуация совершенно неправдоподобна.

Замечание 33. При описании аварий на газопроводе (см. раздел 4.2.2, стр. 351-352) исключен из рассмотрения разлет осколков. Никаких количественных подтверждений этому не приводится. В документе имеется только словесная формулировка – «вероятность механического поражения различных реципиентов осколками труб значительно ниже вероятностей воздействия других поражающих факторов, в первую очередь, термического воздействия при воспламенении газа». Однако, понятно, что в отсутствие воспламенения, поражение осколками будет единственным фактором опасности. И поскольку вероятности событий «воспламенение есть» и «воспламенение отсутствует» сопоставимы (см. табл. 4.3.0.0-1 и рис. 4.2.2.0-01), то и риск поражения осколками следует также учитывать, особенно в непосредственной близости от трубопровода. Т.о. необходимо либо дать более конкретное, количественное подтверждение сделанного допущения, либо включить сценарии с разлетом осколков в рассмотрение.

Замечание 34. При описании сценариев аварии на нефтепроводах (см. раздел 4.2.2, стр. 352) не рассматривается дрейф облака паров нефти (описание сценариев PL...), но на рисунках (Рисунок 4.2.2.0 – 03), такая возможность присутствует. В разделе 4.2.4 также говорится, что «При рассмотрении аварий и пожаров на нефтепроводах, в

соответствии со СТУП АР [1, 2], предусматривается учет следующих физических процессов: ... формирование и дрейф облака паров; пожар-вспышка паровоздушного облака; взрыв паровоздушного облака». Потом, в этом же разделе, говорится, что взрывы на нефтепроводе не рассматриваются, но страницей ниже из таблицы 4.3.0.0 – 03 можно сделать вывод, что вероятность взрывов равна 0,05-0,1, т.е взрывы все-таки есть. Т.о. имеется существенная неоднозначность, а если говорить более точно – полная неразбериха в этом вопросе. Необходимо четко определить сценарии аварии на нефтепроводе и дать соответствующие обоснования, если по каким-то причинам, облака не образуются, то это нужно показать количественными расчетами⁴. Это тем более важно, что учет или неучет возможности дрейфа облаков от проливов нефти в контексте рассматриваемого материала имеет решающее значение для определения показателей риска, поскольку из материала в его нынешнем виде однозначно следует, что частота аварий на нефтепроводах больше, чем на газопроводах на порядок. Поэтому и поражающие факторы при авариях на нефтепроводах будут иметь больший удельный вес. А если учесть и используемое в документе положение о том, что люди не могут погибнуть при пожаре пролива, то именно учет или неучет возможности дрейфа облака и его сгорания будет вносить основной вклад в показатели риска.

Замечание 35. В сценариях аварии на многофазных трубопроводах в разделе 4.2.2 возможно появление проливов (стр. 352-353). Это не согласуется с используемой в документе моделью «многофазности» (см. п. 4), когда гетерогенная среда представляется газом.

Замечание 36. В некоторых сценариях аварий на многофазных трубопроводах (см. раздел 4.2.2, стр. 352-353) при задержке воспламенения имеется пролив (например, сценарий LHSF), а в некоторых пролив отсутствует (например, сценарий LHDIFF). Это же следует из «дерева событий» на рис. 4.2.2.0-04 (стр. 357). Более того, согласно этому «дереву событий» дрейф облака и образование пролива - события взаимоисключающие. Это грубая логическая ошибка, приводящая к искажению оценок вероятности конечных событий. Например, исходы сценариев LHNI и LHSNI фактически одинаковы, однако, согласно «дереву событий» один исход признан безопасным, а другой приводит к загрязнению. Также искажены вероятности таких конечных событий как поражение термическим излучением от пожара пролива и пожара-вспышки, поражение ударными волнами.

Замечание 37. Отсутствует описание метода расчета площади пролива.

Замечание 38. При описании модели рассеяния (см. раздел 4.2.3.4) непонятно, как учитывались следующие факторы:

- 1) наличие высокого импульса выброса, который приводит к формированию струи на месте аварии; в частности, непонятно, рассчитывался ли струйный участок при дрейфе или нет (учитывая высокое значение НКПВ у метана учет или неучет этого фактора может иметь существенное значение при определении размеров зон поражения от сгорания (взрыва) облака);
- 2) наличие положительной плавучести у выброса, что приводит к подъему в атмосфере облака метана;
- 3) наличие двух вариантов выброса: в котлован и в виде двух противоположно направленных струй.

⁴ Вместо четкого количественного обоснования в документе присутствуют совершенно неубедительные, не содержащие ни одной цифры, словесные вставки типа: «В случае испарения разлива нефти, насыщенного легкими углеводородами, может образоваться паровоздушная смесь. Однако доля газовой (паровой) фазы в стабилизированной нефти невелика. Так как система обнаружения утечек способна эффективно идентифицировать разрыв на нефтепроводе, то долговременное истечение с большим расходом происходить не будет. Следовательно, «мгновенного» выброса больших объемов газонасыщенной нефти не будет, истечение будет происходить с малой скоростью в безнапорном режиме, пары нефти успевают рассеяться в атмосфере, не достигая пожароопасной концентрации, что практически исключает вероятность образования опасного паровоздушного облака. В связи с этим взрыв или пожар-вспышка паровоздушного облака маловероятны и не учитывается в расчетах риска» (раздел 4.2.4).».

Замечание 39. При описании подходов к моделированию сгорания дрейфующих облаков метана необходимо уточнить, на каком основании сделаны некоторые допущения и заключения, приведенные в разделах 4.2.3.5 и 4.2.3.6, а также указать, как получены те или иные количественные оценки.

Приведем перечень таких, не совсем очевидных, на наш взгляд, суждений:

- «горение происходит только в области облака, где концентрация горючего вещества превышает НКПВ». Из экспериментов (по крайней мере, для пропана и более плотных чем метан газов) известны факты, когда отдельные объемы газа воспламенялись в областях, где средняя концентрация была ниже НКПВ. Так же из экспериментов известно, что объемы газа, даже зажженные в зоне с концентрацией выше НКПВ, в процессе своего горения могут переноситься ветром в области пространства, где концентрация изначально была ниже НКПВ. Наконец, нельзя не напомнить, что при дозвуковом горении облаков имеет место движение исходной смеси, что приводит к «вытеснению» способной к горению исходной смеси за пределы зоны, изначально ограниченной поверхностью НКПВ;

- при пожаре-вспышке «горение характеризуется малой скоростью (до нескольких метров в секунду)»; на наш взгляд, это значение занижено примерно на порядок; желательно указать источник данной информации;

- «в условиях открытого (незамкнутого) пространства может реализоваться дефлаграционный механизм взрывного превращения, характеризующийся относительно малым уровнем избыточного давления». Необходимо указать какова величина этого малого значения.

Замечание 40. Утверждение в разделе 4.2.4 (стр. 362) о том, что «при утечках из нефтепроводов ... массовая скорость истечения не может превышать эксплуатационной расход (т.е. составляет не более 400 кг/с) даже при полном разрыве трубопровода» является неверным. Во-первых, при полном разрыве происходит сток из двух концов, а следовательно расход может удвоиться. И, во-вторых, при разрыве трубопровода происходит падение давления и насосы, стоящие на входе трубы в соответствии с обычной характеристикой «расход-напор» будут прокачивать нефть к месту разрыва с большим расходом.

Замечание 41. В разделе 4.2.4 (стр. 362) в отношении аварий на нефтепроводах присутствуют два утверждения:

- «поскольку люди имеют возможность покинуть место аварии, при анализе риска считается маловероятной и не учитывается возможность гибели людей от пожара разлива»;

- «взрыв или пожар-вспышка паровоздушного облака маловероятны и не учитываются в расчетах риска».

Их этих утверждений следует, что для людей нефтепроводы не представляют никакой опасности, и гибель человека при авариях на нефтепроводах исключена. Такой вывод противоречит имеющимся данным по гибели людей, в том числе и данным, приведенным в рассматриваемом документе.

Нельзя согласиться и с методологическим подходом, который довольно часто используется в рассматриваемом документе и который может быть проиллюстрирован на примере вышеприведенного рассуждения. Логика формирования выводов такова: сначала без всяких количественных оценок делается заявление «такое-то событие/фактор/явление/... маловероятно», а затем исходя из этой ничем не подтвержденной маловероятности делается вывод «исключить такое-то событие/фактор/явление/... из рассмотрения».

С точки зрения научной аккуратности все должно быть наоборот: сначала должны быть проведены расчеты, результатом которых и будут количественные показатели риска, а потом уже на основе этих показателей можно сделать вывод о приемлемости или

неприемлемости соответствующего уровня опасности. Только результаты расчетов могут показать ожидаемую вероятность и подтвердить «маловероятность».

7.1.6.3 Оценка частоты реализации сценариев возникновения и развития аварий и пожаров

Представлены относительные вероятности развития аварий для газопроводов (табл. 4.3.0.0-01, 4.3.0.0-02) и для нефтепроводов (табл. 4.3.0.0-03).

Замечание 42. По разделу 4.3 (стр. 363) имеются следующие замечания:

- отсутствует ссылка на источник данных по вероятностям;
- отсутствуют данные по вероятностям для дерева событий на многофазном трубопроводе;
- в таблицах 4.3.0.0–01, 4.3.0.0–02 приводятся вероятности взрыва облаков метана, согласно этим данным облако метана может взрываться в 60% случаев (в остальных 40% происходит горение со сравнительно небольшой скоростью); на наш взгляд это существенно (в десятки раз) завышенная вероятность;
- в таблицах 4.3.0.0-01, 4.3.0.0-02 приведена вероятность взрыва облаков метана, непонятно, почему зависимость этой величины от размера отверстия носит немонотонный характер (при полном разрыве 54%, при разгерметизации средних размеров - 60%);
- в таблицах 4.3.0.0–01, 4.3.0.0-03 при задании вероятности воспламенения не учитывается тот факт, что, вообще говоря, вероятность воспламенения с задержкой напрямую зависит от наличия вблизи места аварии потенциальных источников инициирования; как правило, при анализе риска эта вероятность берется больше вблизи мест сближения трубопроводов с дорогами, вблизи населенных пунктов, мест антропогенной активности, и соответственно ее величина полагается меньшей в безлюдных местах;
- в таблице 4.3.0.0–03 приводятся вероятности ветвления «дерева событий» для аварий на нефтепроводе в зависимости от интенсивности выброса (кстати, почему-то для полного разрыва трубопровода эта величина не определена); для нефтепроводов более правильно строить подобные корреляции в зависимости от площади пролива, а не от интенсивности; действительно, продолжительный выброс с малой интенсивностью безусловно более опасен более интенсивного, но кратковременного выброса (такие выбросы могут иметь место вблизи перевальных точек или задвижек).

7.1.6.4 Анализ последствий реализации сценариев возникновения и развития аварий и пожаров

Указаны вероятностные критерии поражения людей от ударной волны взрыва и теплового воздействия пожара и приведены результаты расчета размеров зон поражения от возможных взрывов и пожаров на береговых газопроводах.

Рассчитаны наиболее вероятная и максимально возможная масса разлива нефти и выделены наиболее вероятные и максимально возможные разливы по составляющим береговых трубопроводов (табл. 4.4.2.0-05).

Замечание 43. В разделе 4.4 на стр. 364 говорится, что в качестве критерия поражения ударной волной используются избыточное давление и импульса положительной фазы ударной волны взрыва, однако далее по тексту используется лишь величина избыточного давления.

Замечание 44. В разделе 4.4 (стр. 364) отсутствуют критерии поражения человека с вероятностью более 10% на открытом пространстве. Более того, в качестве критерия поражения человека на открытом пространстве вместо общепринятых и проверенных уровней вводится без достаточной аргументации следующее «правило» - «вероятность смертельного исхода от взрыва для людей вне помещений составляет 10% от значений в помещении». Отсутствие четко прописанных критериев поражения ударной волной негативным образом сказывается на достоверности показателей риска; действительно, сколько человек гибнет внутри круга с границей 9%-го смертельного исхода: 100%, 50% или 9% людей?

Замечание 45. В разделе 4.4.1 (стр. 366) сообщается, что все расчеты взрывов/горения дрейфующих облаков с использованием программного пакета ALOHA дают максимальные давления не выше 6,5 кПа. Выше в рассматриваемом отчете указывалось, что более половины всех сценариев с возгоранием дрейфующего облака на газопроводах сопровождается взрывами. Необходимо уточнить трактовку понятий «взрыв» и «ускорение пламени». Кроме того, известно, что при взрывах газозвушных облаков реализуются давления до нескольких атмосфер. Таким образом, можно сделать вывод, что программный комплекс ALOHA дает неверные результаты (возможно просто из-за недостаточной подготовленности пользователя).

Замечание 46. В разделе 4.4.1 (стр. 367) при расчете рассеяния дрейфующих облаков для того, чтобы учесть фактор уменьшения интенсивности истечения газа от времени при полном разрыве газопровода, расход принимался соответствующем 300-й секунде после начала истечения, что, как отмечено в рассматриваемом отчете, соответствует средней скорости истечения газа при разрыве газопровода. Это явно заниженный расход, поскольку за 300 секунд облако может пройти расстояние от нескольких сот метров до нескольких километров. Понятно, что в такой ситуации оценивать зону по расходу на 300-й секунде – это заведомое занижение размеров зон поражения. Факт такого занижения признается и в рассматриваемом документе, где на стр. 367 говорится, что через 5-10 минут после разрыва «возможные дистанции поражения ... значительно снижаются».

Замечание 47. В разделе 4.4.1 (стр. 367-368) для зон поражения, описываемых «в соответствии с лучшей мировой практикой» сопряженными эллипсами, не указана ориентация осей. Например, куда должна быть направлена большая ось эллипсов при струйном пожаре на газопроводе: вдоль оси газопровода, поперек оси или под некоторым углом?

Замечание 48. В разделе 4.4.1 отсутствует описание способа определения массы опасного вещества, участвующего в создании поражающего фактора. В результате многие цифры вызывают сомнения, например, почему при горении струй в создании поражающего фактора участвует 2,762 т, а при пожаре в котловане 5,524 т (табл. 4.4.1.0-01, стр. 520), хотя с точки зрения физики это совершенно одинаковые процессы. Непонятно и почему лишь 2,762 или 5,524 т из 124,7 т участвуют в горении, т.е. в создании поражающего фактора. Это замечание справедливо и в отношении других процессов: расширению газа, пожара-вспышки.

Замечание 49. В разделе 4.4.1 в табл. 4.4.1.0-01 (например, на стр. 520), приведены зоны поражения ударной волной. Эти зоны в некоторых случаях смещены от места выброса. Почему?

Замечание 50. В разделе 4.4.1 в табл. 4.4.1.0-01 (например, на стр. 520), для струйного горения зоны поражения ориентированы лишь в одну сторону от места выброса. Это неверно, поскольку, во-первых, излучение может поражать во всех направлениях, и, во-вторых, при струйном горении имеет место две струи, что не нашло своего отражения в геометрии приведенных зон поражения.

Замечание 51. Выше в экспертизе уже отмечалось, что неясно, какие процессы учитывались при моделировании дрейфа взрывоопасного облака метана при аварии. Видимо, нереалистичность модели, в частности неучет фазы струйного течения газа, при которой природный газ разбавляется за счет эжекционного эффекта, привела к абсурдным результатам. В табл. 4.1.2.0-04 для выброса в инверсионных условиях (1.5F) взрывоопасное облако уносит на расстояние 5307,9 м (стр. 768). При этом полуширина взрывоопасного облака составляет всего лишь 60 м! Это физически невозможно, о чем сказано в стандарте ОАО Газпром [31]. Практически на расстоянии длины струевого пламени, для 48" газопровода это ~400 м концентрация газа составляет около 5 об. %. Дальнейший перенос облака практически не несет опасности.

Аналогичные ошибки присутствуют при описании всех сценариев рассеяния аварий на всех газопроводах.

Замечание 52. Выше в экспертизе уже отмечалось, что при выборе скорости выброса из газопровода сделаны слишком грубые допущения. В результате в табл. 4.1.2.0-04 при моделировании фактически одной аварии – полный разрыв газопровода - присутствует по три величины расхода. Например, на стр. 767 для полного разрыва газопровода 48” приведены расчеты различных ситуаций с расходами 1023, 3816 и 7633 кг/с. Аналогичные ошибки присутствуют при описании всех сценариев полного разрыва на всех газопроводах.

Т.о., расчет зон поражения при полном разрушении газопровода производился с заведомо заниженными расходами газа в выбросе.

Замечание 53. Отсутствие описания методики расчета объема выбросов на нефтепроводе порождает сомнения относительно достоверности полученных результатов в части объемов утечек нефти, что показала и выборочная проверка приведенных в разделе 4 объемов стока. Действительно, на рис. 2 и 3 приведены фрагмент профиля трассы нефтепровода 24” (согл. данным табл. 3.2.1.0-1.7, стр. 151) и объемы максимальных утечек на нем (согл. данным 4.4.2.0-04, стр. 1616). Из рис. 2. и 3 видно, что участок с 536,1 км по 538,1 км представляет собой монотонный спуск, поэтому при аварии на полный разрыв разница в объемах утечки в этих двух точках будет составлять количество нефти заключенное в трубе длиной 2 км, т.е. около 480 т, однако в отчете разница в массе утечек составляет около 286 т.

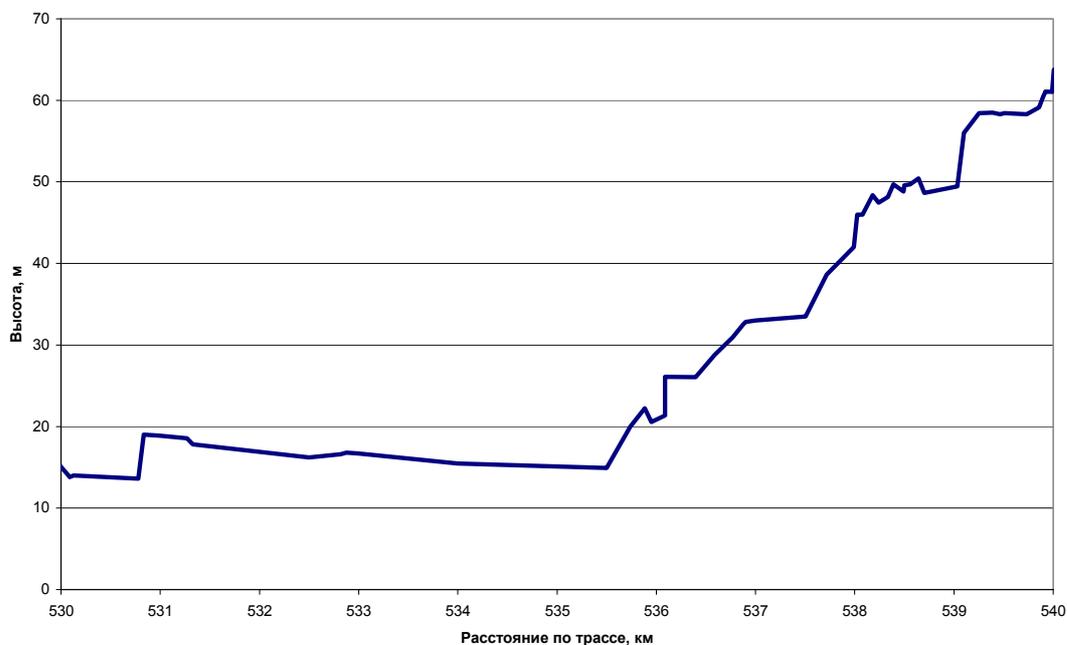


Рис.2 – Фрагмент профиля трассы нефтепровода 24”

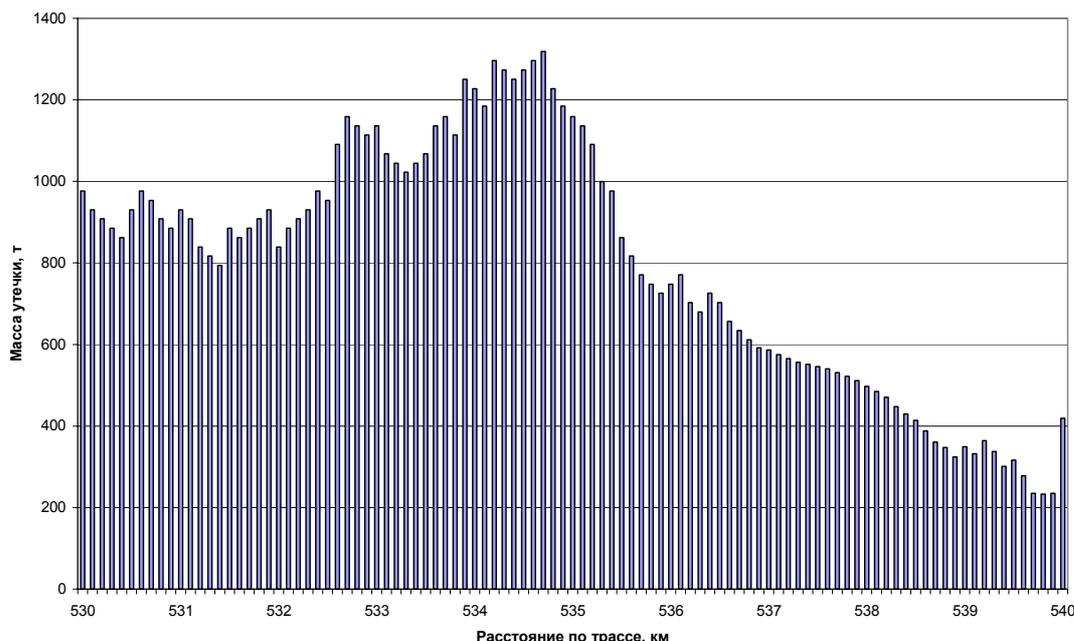


Рис.3 – Объемы максимальных утечек на трассе нефтепровода 24”

7.1.6.5 Определение наиболее уязвимых участков береговых трубопроводов

Проведены расчеты ожидаемой частоты возникновения аварий (разгерметизации трубопроводов) на участках пересечения береговыми трубопроводами тектонических разломов, водных преград, автомобильных и железных дорог, мест возможных оползней, сдвигов, селей, участков разжижения грунта и участков трассы трубопроводов, расположенные рядом с населенными пунктами, промышленными и социально-значимыми объектами.

7.1.6.6 Приложение к Главе 4

В Приложении к главе 4 приведены:

- Таблица 4.1.2.0 Частота реализации инициирующих событий береговых трубопроводов
- Таблица 4.4.1.0 Размеры зоны поражения от возможных аварий на береговых газопроводах
- Таблица 4.4.2.0 Наиболее вероятная и максимально возможная масса разлива нефти из береговых нефтепроводов
- Таблица 4.5.1.0 Пересечение тектонических разломов береговыми трубопроводами
- Таблица 4.5.2.0 Пересечение водных преград береговыми трубопроводами
- Таблица 4.5.3.0 Пересечение автомобильных и железных дорог береговыми трубопроводами
- Таблица 4.5.4.0 Места возможных обвалов, оползней, сдвигов, селей на береговых трубопроводах
- Таблица 4.5.5.0 Места с разжиженным грунтом на береговых трубопроводах
- Таблица 4.5.6.0-01 Места трассы трубопроводов, расположенные рядом с населенными пунктами, промышленными и социально-значимыми объектами на газопроводе 48”, южный сегмент.

7.1.7 Раздел 5 «Результаты анализа риска (Выходные данные)»

7.1.7.1 Индивидуальный риск для персонала и населения

На основании исходных данных о нахождении вблизи трассы береговых трубопроводов населенных пунктов и зон жилой застройки был проведен расчет индивидуального риска для населения с разной степенью детализированности (с помощью разных методик и компьютерных кодов) в зависимости от удаленности населенного пункта от трассы береговых трубопроводов. Была проведена оценка риска гибели пассажиров на автомобильном и железнодорожном транспорте.

Анализ полученных результатов показал, что индивидуальный риск для населения во всех населенных пунктах и на транспортных коммуникациях не превышает 10^{-6} 1/год.

Рассчитан индивидуальный риск для персонала объекта. Результаты показывают, что индивидуальный риск для

любой категории работников, осуществляющих эксплуатацию / техническое обслуживание береговых трубопроводов, не превышает 4×10^{-7} 1/год.

7.1.7.2 Потенциальный риск для персонала и населения

Представлен потенциальный риск для площадок запорной арматуры, площадок узлов пуска/приема СОД, промышленных площадок Сахалин II, граничащих с береговыми трубопроводами, в местах возникновения опасных геологических процессов, вблизи населенных пунктов и местах пересечения с автомобильными и железными дорогами и вблизи вертолётных площадок.

7.1.7.3 Коллективный риск для персонала и населения

Отмечено, что общее значение коллективного риска составляет $1,01 \times 10^{-4}$ чел/год для населения и $1,01 \times 10^{-5}$ чел/год. для персонала. Суммарный коллективный риск гибели пассажиров и обслуживающего персонала пассажирских поездов составляет приблизительно $9,65 \times 10^{-3}$.

7.1.7.4 Социальный риск для персонала и населения

Расчеты показали, что социальный риск для населения, создаваемый береговыми трубопроводами, является приемлемым по установленным нормативными актами Российской Федерации критериям и никаким ограничений на эксплуатацию береговых трубопроводов по критериям безопасности принятые проектные решения не создают.

7.1.7.5 Ущерб окружающей среде

Проведена оценка ущерба окружающей среде от аварий на береговых трубопроводах.

7.1.7.6 Потери имущества и перерыв производства

Представлены результаты расчета потерь имущества при авариях (пожарах, взрывах) на береговых трубопроводах. Оценены потери, связанные с простоем оборудования при аварии с полной остановкой перекачки продукта по трубопроводам.

7.1.7.7 Приложение к Главе 5

В Приложении к главе 5 приведены:

- Таблица 5.1.1.0-01 Максимальный индивидуальный риск и коллективный риск для населения в 29 населенных пунктах, расположенных на расстоянии от 1500 м до 500 м от трассы береговых трубопроводов
- Таблица 5.1.1.0-02 Максимальный индивидуальный риск и коллективный для населения в 9 населенных пунктах, расположенных на расстоянии менее 500 м от трассы береговых трубопроводов
- Таблица 5.1.1.0-03 Риск гибели машинистов грузовых составов
- Таблица 5.1.1.0-04 Риск гибели пассажиров пассажирского ж/д транспорта
- Таблица 5.1.1.0-05 Индивидуальный риск гибели пользователей автомобильных дорог при однократном пересечении трассы береговых трубопроводов
- Таблица 5.1.2.0-01 Индивидуальный риск персонала береговых трубопроводов
- Рисунки 5.2.1.0-01 – 5.2.1.0-07 Контуры риска типовых площадок запорной арматуры
- Рисунки 5.2.2.0-01 – 5.2.2.0-02 Контуры риска для типовых площадок узлов пуска/приема СОД
- Рисунки 5.2.3.0-01 – 5.2.3.0-03 Контуры риска промышленных площадок проекта Сахалин 2
- Рисунки 5.2.4.0-01 – 5.2.4.0-09 Карты потенциального риска (контуры риска) для населенного пункта «название», расположенного на расстоянии ближе 500 м от береговых трубопроводов
- Рисунки 5.2.4.0-10 Типовой поперечный профиль риска для берегового газопровода 48" для нормального/среднего/высокого/сейсмического класса безопасности
- Рисунок 5.2.5.1 Карта потенциального риска (контуры риска) для типового перехода тектонического разлома на примере 20 разлома
- Рисунок 5.2.5.2 Типовой поперечный профиль риска для берегового газопровода 48" для среднего класса безопасности на участке возможных оползней и обвалов

- Рисунок 5.2.5.3 Типовой поперечный профиль риска для берегового газопровода 48" для среднего класса безопасности на участке с разжижаемыми грунтами
- Рисунок 5.2.6.0 Контуров риска на типовой вертолетной площадке
- Таблица 5.3.2.0-01 Коллективный риск для персонала береговых трубопроводов
- Рисунки 5.4.1.0-01 – 5.4.1.0-09 Социальный риск для населения населенного пункта «название», расположенного ближе 500 м от береговых трубопроводов
- Таблица 5.5.0.0 Оценка ущерба окружающей среде от аварий на береговых трубопроводах
- Таблица 5.6.0.0 Оценка потерь имущества при авариях на береговом газопроводе / нефтепроводе

Замечание 54. Не проведен анализ риска аварий на отводах от газопровода (всего отводов – 8).

Замечание 55. В разделе 5 (стр. 1735) говорится, что «возможные неточности, представленные в данном отчете [в части анализа риска], частично скомпенсированы консервативностью большинства использованных при анализе риска предположений и допущений». Это не соответствует действительности. Например, ряд допущений привел к фактическому исключению из анализа риска нефтепроводов (с точки зрения опасности для человека). Проведенный анализ представленного отчета показал, что неправоммерно сделанные в нем предположения и допущения фактически привели к занижению показателей риска для рассматриваемого объекта, в частности, в отношении газопровода за счет:

- принятия заниженных значений аварийности на газопроводах, которые практически на два порядка ниже регистрируемых на аналогичных объектах;
- занижением в ряде случаев значений интенсивности истечения газа, принимаемых при оценке риска;
- занижением размеров зон поражения от струйного пожара;
- необоснованным отказом от рассмотрения вклада в показатели риска осколочного поражения и поражения от волны сжатия, образующейся в момент аварии при расширении газа.

Т.о. конечные реальные показатели риска могут быть занижены в 10-100 раз.

Замечание 56. Уточнить понятие «максимальный индивидуальный риск» и как он соотносится с потенциальным риском.

Замечание 57. В табл. с показателями риска на с. 1746 опечатка: размерность коллективного риска должна быть чел./год, а не 1/год.

Замечание 58. Название пункта не соответствует законодательству. Согласно Федеральному закону от 10.01.2002 N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" возможен лишь вред окружающей среде. При загрязнении окружающей среды ущерб причиняется природопользователю. Кроме того, в разделе идет речь не о штрафах, а о платах за сверхнормативное загрязнение. Собственно штрафы отсутствуют.

Замечание 59. В преамбуле неверно указано Постановление Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344 (в ред. постановления Правительства РФ от 01.07.05 № 410), как регламентирующее порядок расчета ущерба окружающей среде.

Порядок определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия регламентируется другим документом, а именно - постановлением Правительства РФ от 28.08.92 N 632 (с изменениями на 12 февраля 2003 года).

По этой причине принципиально неверно оценен ущерб окружающей среде при аварийных разливах нефти. Согласно Отчету получается, что в целях охраны окружающей среды Российской Федерации компания Сахалинская Энергия должна обеспечить немедленное возгорание аварийного разлива нефти, т.к. в этом случае удельный ущерб на тонну разлившейся нефти, согласно Отчету, снижается почти в 100 раз. Если такая «экологическая польза» не противоречит экологической политике компании Сахалинская Энергия, то в соответствующем разделе Отчета о мерах по снижению риска аварий,

обеспечения промышленной и экологической безопасности, ликвидации и локализации ЧС должны быть мероприятия по организации вдольтрассовых источников зажигания.

Замечание 60. К видам негативного воздействия на окружающую среду Закон РФ от 10.01.2002 N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" (статья 16) относит:

- выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ и иных веществ;
- сбросы загрязняющих веществ, иных веществ и микроорганизмов в поверхностные водные объекты, подземные водные объекты и на водосборные площади;
- загрязнение недр, почв;
- размещение отходов производства и потребления;
- загрязнение окружающей среды шумом, теплом, электромагнитными, ионизирующими и другими видами физических воздействий;
- иные виды негативного воздействия на окружающую среду.

В Отчете проведена оценка лишь по первому пункту, и то неверно (см. замечание выше). Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты фактически не оценены – ничем не отличаются от выбросов в атмосферный воздух (см. табл. 5.5.0.0 и 4.5.2.0). Согласно п. 4.5.2 и Приложению 4 табл.4.5.2.0 нефтепровод водные преграды не пересекает. Поэтому в п. 4.5.2 ошибочно утверждается, что «места пересечения водных преград не следует относить к наиболее уязвимым». Мировая и отечественная практика свидетельствует об обратном. Все наиболее тяжелые по экологическим последствиям аварии на нефтепроводах связаны именно с водными объектами (например, на р. Белая). Представленные в отчете расчеты и выводы в части обеспечения экологической безопасности поверхностны, безосновательны и существенно занижают степень опасности береговых сооружений в этой части. Необходимо оценить воздействия на окружающую среду в штатных и аварийных ситуациях в строгом соответствии с действующим российским законодательством, что в представленном Отчете полностью отсутствует.

Замечание 61. В Отчете по анализу риска береговых сооружений как таковой отсутствует оценка и анализ экологического риска БТ. Название отчета не в полной мере соответствует его содержанию. Необходима доработка Отчета в этой части.

Замечание 62. В отчете не рассмотрены опасности, связанные с последовательным (поэтапным) вводом в эксплуатацию БТ: не проведена сравнительная оценка риска при эксплуатации трубопроводов с ДНКС-2 и без нее; влияние параметров управления (дистанционное, ручное и т.д.) запорной арматурой.

7.1.8 Раздел 6 «Меры обеспечения промышленной безопасности»

7.1.8.1 Проектные решения

В данном разделе представлены основные проектные решения, направленные на обеспечение надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов проекта Сахалин-2: технические мероприятия, направленные на снижение уровня риска на газопроводах, многофазных трубопроводах, нефтепроводах и трубопроводе МЭГ (увеличение толщины стенки трубопроводов, применение специальных конструкций и материалов, применение активной и пассивной антикоррозионной защиты, наличие системы обнаружения утечек, пожаротушения и контроля давления, обустройство переходов через водные преграды, авто и железные дороги, обустройство переходов через тектонические разломы, разжижаемые участки и участки развития склоновых процессов, сварка и заглубление трубопроводов, внутритрубная диагностика) и мероприятия по предотвращению постороннего вмешательства.

7.1.8.2 Реализация принципа разумной достаточности (ALARP)

Принцип разумной достаточности предполагает, что проектные решения обеспечивают настолько малый риск БТ, насколько это практически целесообразно.

Отмечено, что для большинства наиболее уязвимых участков трассы вне населенных пунктов риск для человека приемлем и нет необходимости демонстрации принципа разумной достаточности по критерию потерь человеческих жизней.

Приведены мероприятия по снижению риска для участков трубопроводов расположенных вблизи населенных

пунктов (на расстоянии до 500 м от трассы):

- повышение класса безопасности трубопровода до сейсмического на всем протяжении участка;
- воздвижение защитных барьеров вдоль трассы трубопроводов на всем протяжении участка;
- отселение населения из потенциально опасной зоны (в качестве таковой рассматриваются любые жилые дома, расположенные ближе 300 м от трассы береговых трубопроводов).

Приведены результаты расчетов затрат на данные мероприятия.

7.1.8.3 Приложение к Главе 6

В Приложении к главе 6 приведена установленная стоимость предупреждения статистической смерти для возможных предупредительных мероприятий (Табл.6.2.6.0-07).

7.1.9 Раздел 7 «Выводы»

В результате проведенных работ по количественному анализу риска было определено, что индивидуальный и социальный риск для населения, создаваемый береговыми трубопроводами, является приемлемым по установленным в Российской Федерации критериям. Индивидуальный риск для любой категории работников, осуществляющих эксплуатацию / техническое обслуживание береговых трубопроводов, не превышает 10^{-6} 1/год, таким образом, индивидуальный риск для персонала береговых трубопроводов является приемлемым. Следовательно, предложенные проектные решения отвечают требованиям обеспечения безопасности компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.».

В исследовании также представлен потенциальный риск («контуры риска») для различных площадочных сооружений береговых трубопроводов – площадок запорной арматуры (раздел 5.2.1), площадок узлов пуска/приема СОД (раздел 5.2.2), вертолетных площадок (раздел 5.2.5). Отмечено, что уровни риска невысоки и соответствуют лучшей мировой практике нефтегазовой отрасли для площадочных сооружений.

В исследовании представлен потенциальный риск для уязвимых участков трубопроводов – местах возникновения опасных геологических процессов (разделы 4.5.1, 4.5.2, 4.5.4, 4.5.5 и 5.2.4), местах пересечения автомобильных и железных дорог, инженерных коммуникаций (разделы 4.5.3 и 5.2.3).

В исследовании коллективный риск для населения / персонала в целом оценен соответственно в $1,01 \times 10^{-4}$ / $1,01 \times 10^{-5}$ чел/год (раздел 5.3), что в Отчете трактуется как свидетельство высокого уровня безопасности и качества проектных решений (этот вид риска не нормируется).

Приведены значения расчетного максимального ущерба в связи с потерей имущества (линейная часть трубопровода, УЗА, камеры СОД), загрязнением окружающей среды и перерывов производства.

Перечислены основные факторы, влияющие на показатели риска.

Для составляющих береговых трубопроводов было рассчитано максимальное количество пострадавших.

Приведены данные по наиболее опасным составляющим БТ (табл. 7.6.0.0 – 01).

Отмечено, что наибольший вклад в коллективный риск вносит участок обслуживания базой НКС-2, т.к. на данном участке работает наибольшее количество обслуживающего персонала.

Замечание 63. В Отчете проделано принципиально неверное сравнение с критериями приемлемого пожарного риска, установленного ГОСТ Р 12.3.047-98 и, соответственно, сделаны необоснованные выводы об обеспечении безопасности БТ. В соответствии с ГОСТ Р 12.3.047-98 и п.3.5.1 СТУП АР при проведении количественной оценки риска в целях сравнения с вышеприведенными критериями приемлемости необходимо обязательное использование «Метода определения уровня обеспечения пожарной безопасности людей» [ГОСТ 12.1.004-91] «Методики оценки пожарной безопасности технологических процессов» [ГОСТ Р 12.3.047-98]. Только в этом случае может быть обеспечена необходимая точность и достоверность получаемых количественных оценок риска для целей сравнения с критериями приемлемости. В отчете данные методики проигнорированы вопреки СТУП АР, а использованные методики не пригодны для сравнения с критериями приемлемости пожарного риска. Изложенные в п.7 Отчета выводы о приемлемости риска для населения и персонала полностью недостоверны в части сравнения с критериями пожарного риска.

Замечание 64. Обязательное сравнение с установленным СТУП АР критериями приемлемости риска аварий на магистральных нефтепроводах отсутствует (п.3.5.1 СТУП АР).

7.1.9.1 Приложение к Главе 7

В Приложении к главе 7 приведено максимальное количество пострадавших по составляющим береговых трубопроводов (Табл.7.5.0.0 – 01).

7.1.10 Дополнения А, В

Приведен список условных сокращений и перечень используемой литературы.

7.2 Учет ответов на замечания, изложенные в проекте заключения экспертизы

В соответствии с /5/ Заказчику сопроводительным письмом (исх. №171 от 15.03.2007) был направлен проект заключения экспертизы на Отчет.

После направления проекта заключения в ходе обсуждения замечаний, в том числе на совещании 4.04.07 с представителями СЭИК, ООО «Старстрой» и АНО «Агентство исследований промышленных рисков», часть замечаний:

- имеющих в основном рекомендательный характер, экспертами сняты (замечания №№ 3, 7, 11, 20, 25, 26, 43, 46, 49, 54, 56, 57);
- приняты исполнителями для исправления Отчета (замечания №№14 – 19, 25, 37, 43, 49, 57).

Однако большинство ответов на замечания принципиального характера, в том числе на замечания №№ 6, 8, 10, 29, 30, 31, 32, 34, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 46, 47, 48, 51, 53, 58, 59, 60, 63, 64), не могут быть приняты экспертами.

Ответы на замечания №№1-64, полученные от разработчиков Отчета – ООО «ТАУ», обоснование замечаний, разъяснения и иные дополнительные материалы представлены в приложениях 2-5.

8 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ

8.1 Основные выводы

- 8.1.1 В рассматриваемом Отчете «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, стадия 2» (далее – Отчет) изложены результаты количественного анализа риска аварий на береговых трубопроводах проекта "Сахалин II" оператора Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.. В Отчете представлены технологические данные, основные опасности аварий и отдельные результаты оценки риска поражения людей и нанесения вреда окружающей природной среде при возможных авариях, связанных с выбросами опасных веществ (природного газа, нефти, многофазного продукта и моноэтиленгликоля) при их транспортировке трубопроводным транспортом.
- 8.1.2 Анализ и обсуждение результатов Отчета с его исполнителями показали (Приложения 2-6), что применяемая в Отчете методология количественного анализа риска не в полной мере соответствует, а по некоторым позициям и противоречит существующим подходам к анализу риска аварий, изложенным в действующих нормативных документах Ростехнадзора, корпоративных стандартах ОАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть» и используемым в практике декларирования промышленной безопасности магистральных трубопроводов. Не в полной мере использованы положения п.3.4.1 СТUP «Анализ риска опасных производственных объектов», согласованного Госгортехнадзором России письмом от 11.03.2004 №ЕИ-02-35/117 (далее СТUP АР), в части приоритетного использования российских нормативных документов и апробированных методик, базирующихся на лучшем международном опыте в области количественного анализа риска.

- 8.1.3 Представленные в Отчете результаты в значительной степени противоречат общепринятым научным и практическим данным в области обеспечения безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов. Наиболее значимыми являются следующие замечания:
- допущения, принятые для оценки базовых частот аварий не имеют достаточного обоснования, противоречат известной статистике аварий на газопроводах в России и зарубежным данным для трубопроводов, эксплуатирующихся в сходных с о.Сахалин условиях, что привело к занижению оценки вероятности аварий на газопроводах;
 - сделаны необоснованные предположения при оценке последствий аварий, согласно которым, например, расчетная дальность дрейфа природного газа составляет более 8 км в длину при полуширине облака 60 м, а при оценке последствий пожара используются неверные критерии теплового поражения, существенно занижающие размеры зон поражения и число пострадавших,
 - расчет показателей риска аварий на нефтепроводах основан на упрощенных методах оценки вероятности разрыва трубопровода и объемов разлива нефти, а в части оценки экологического ущерба не соответствует законодательству Российской Федерации.
- 8.1.4 По мнению экспертизы, одним из источников неверного методического подхода к оценке риска аварий на БТ является использование исполнителями:
- варианта СТУП АР (апрель 2004, издан типографским способом), не согласованного Госгортехнадзором России и в котором содержатся принципиальные несоответствия действующим требованиям и ошибки, отмеченные в протоколе НТС Госгортехнадзора России от 04.06.2003;
 - стандарта «Дополнение к специальным техническим условиям проекта (СТУП) «Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-2». Береговые газопроводы», не рассматривавшегося экспертами и специалистами в области анализа риска магистральных газопроводов и не согласованного Ростехнадзором.
- 8.1.5 Результаты анализа риска, представленные в Отчете, недостоверны и непригодны для использования для разработки декларации промышленной безопасности береговых трубопроводов проекта «Сахалин-2». Для целей обязательного декларирования промышленной безопасности необходимо проводить новые расчеты по анализу риска аварий в соответствии с действующими требованиями промышленной и экологической безопасности на основе отечественной и лучшей зарубежной практики анализа риска аварий на магистральных трубопроводах.

9 Рекомендации

Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд рекомендует:

1. Доработать отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, стадия 2» с учетом замечаний настоящей экспертизы;
2. Использовать в работах по анализу риска СТУП АР «Анализ риска опасных производственных объектов», согласованный Госгортехнадзором России письмом от 11.03.2004 №ЕИ-02-35/117;
3. Переиздать СТУП АР «Анализ риска опасных производственных объектов», согласованный Госгортехнадзором России письмом от 11.03.2004 №ЕИ-02-35/117;
4. Переработать стандарт «Дополнение к специальным техническим условиям проекта (СТУП) «Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-2». Береговые газопроводы» в соответствии с апробированными положениями СТО Газпром РД 39-1.10-084-2003 [7].

Ведущий эксперт:



/Лисанов М. В. /

Эксперт



/Гражданкин А.И./

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ПРИ ЭКСПЕРТИЗЕ
НОРМАТИВНАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ И МЕТОДИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

1. Специальные Технические Условия Проекта «Анализ риска опасных производственных объектов проекта Сахалин-II» (СТУП АР) (док. № 1000-S-90-01-S-1508-00-01)
2. Дополнение к Специальным Техническим Условиям Проекта (СТУП) «Анализ Риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II» «Береговые газопроводы» (док. № 5600-C-90-04-S-1001-00)
3. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ.
4. РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 10.07.01 № 30.
5. ПБ 03-246-98. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 24.09.98 № 60, зарегистрированы Минюстом России 08.12.98, регистрационный № 1656.
6. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.03 № 56.
7. СТО Газпром РД 39-1.10-084-2003 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО "Газпром" для действующих магистральных трубопроводов (в 2 томах)»
8. РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах», Утверждено АК «Транснефть», приказ от 30.12.99 № 152; согласовано Госгортехнадзором России, письмо от 07.07.99 № 10-03/418
9. Методика оценки последствий химических аварий. (Методика "Токси". Редакция 2.2). Утверждена Директором НТЦ «Промышленная безопасность». Согласована Госгортехнадзором России 19.11.98 № 02-35/1551.
10. Методика оценки последствий аварийных выбросов опасных веществ. Методика «ТОКСИ». Редакция 3.1 (ТОКСИ-3). Утверждена Генеральным директором ОАО «НТЦ «Промышленная безопасность» 13.09.2006 г., одобрена Управлением по надзору за специальными и химически опасными производствами и объектами Ростехнадзора письмо от 09.08.2006 №12-01-29/1592 и Управлением по надзору за объектами нефтегазодобычи, переработки и магистрального трубопроводного транспорта от 11.10.2006 исх. № 11-32/3419.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Протокол рассмотрения замечаний Заключения экспертизы промышленной безопасности на отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, Стадия 2»

Приложение №1. Пояснительная записка к пунктам 50, 52, 55 Протокола.

Приложение №2. Пояснительная записка к пункту 53 Протокола.

Протокол рассмотрения замечаний
«Заключения экспертизы промышленной безопасности на отчет
«Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, Стадия 2»
АНО «Агентство исследований промышленных рисков»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
1.	Отсутствует достаточное обоснование принципа выделения в качестве составляющих ОПО «зон обслуживания»: Ноглики, Ясное, НКС-2, Советское. Эти зоны не имеют четких границ по технологическому принципу (параметры трубопроводов, режимы перекачки, технологические объекты) или территориально-административному принципу, как это определено нормативным документом РД-03-14-2005. Кроме того, границы зон обслуживания не согласуются с границами участков трассы трубопроводов по отсекающим устройствам (УЗА). Необходимо более четко определить составляющие и их границы.	<u>Замечание не принято.</u> Составляющие выделялись по территориально-административному признаку. Границы составляющих определены четко (указаны километровые отметки). Представленное определение составляющих однозначно и соответствует эксплуатационным документам.	<u>Ответ принят</u>
2.	В разделе 1.3.6 (стр. 22-28) отсутствуют данные по среднемесячным (а также средним для каждого месяца минимальным и максимальным) температурам в районе декларируемого объекта – береговых трубопроводов, отсутствие этих данных не позволяет оценить в полной мере возможность реализации тех или иных сценариев.	<u>Замечание не принято.</u> В разделе 1.3.6 представлены минимальные и максимальные значения температуры воздуха острова Сахалин по данным многолетних наблюдений, что позволяет оценить в полной мере возможность реализации тех или иных сценариев аварий.	<u>Ответ принят</u>
3.	Целесообразно при описании трубопроводных систем сведения о материале труб и о толщине стенок привести не в конце документа, а в начале, поскольку эти данные в дальнейшем используются в расчетах интенсивности аварий на трубопроводах.	<u>Замечание не принято.</u> По мнению разработчиков, сведения о материале труб и толщине стенок относятся к проектным решениям, направленным на снижение уровня рисков на трубопроводах, сгруппированным в разделе 6.1, наряду с другими техническими мероприятиями.	<u>Ответ принят</u>
4.	Рис. 1.3.6.3-01 (раздел 1.3.6) непонятен, возможно, искажена цветовая палитра. Необходимо дать разъяснение к рисункам с указанием влияния параметров сотрясений на надежность трубопроводов, а также как соотносятся значения по цветовой палитре и изолинии с цифровыми обозначениями.	<u>Замечание частично принято.</u> Указанные рисунки 1.3.6.3-01 представляют изображения стандартных карт ОСР-97. В связи с тем, что на приведенных рисунках действительно немного искажена цветовая палитра – они были заменены на рисунки более лучшего качества	<u>Ответ принят</u>
5.	В разделе 1.3.6 отсутствует информация о том, как часто может	<u>Замечание не принято.</u>	<u>Замечание</u>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>реализовываться нерасчетное внешнее воздействие приводящее к разрушению трубопроводов. Отсутствие такой информации в явном виде приводит к тому, что невозможно оценить правильность выбора базовых частот аварий при анализе риска. Включение этой информации в данный раздел представляется крайне необходимой, поскольку именно от достоверности и правильности этой информации будет во многом зависеть количественные показатели риска. Это особенно важно, поскольку, хотя о. Сахалин и является сейсмически активным регионом, большая часть трассы будет построена в «нормальном классе безопасности» и лишь переходы через разломы в «сейсмическом», остальные участки относятся к «среднему» и «высокому» классам безопасности). Тем не менее, как следует из нижеизложенных пунктов, частота разрыва газопровода является рекордно низкой для существующих газопроводных систем в мире. Необходимо привести пример конкретного расчета.</p>	<p>Влияние внешних воздействий на надежность трубопроводов рассматривается в Дополнении к СТУП АР Береговые газопроводы, в т.ч. на основе имеющейся доступной статистики разрушений газопроводов.</p>	<p><u>остаётся в силе</u></p>
6.	<p>Не совсем корректно представлены термины, например</p> <ul style="list-style-type: none"> - «индивидуальный риск», «коллективный риск», «критерий приемлемости» риска взяты из РД 03-418-01, но в качестве источника указан СТУП "АР" - определение термина «потенциально вредное и опасное для человека и природы вещество» сформулировано не точно и не имеет смысла, т.к. дано четкое определение опасных веществ в 116-ФЗ - для термина «случай аварии» дана ссылка на 116-ФЗ, в котором такое определение отсутствует. 	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>Авторы замечания подчеркивают, что термины определены корректно. Их смущает источник, однако источник как раз и указывает, что использование данных терминов российских нормативных актов соответствует лучшей мировой практике. Таким образом, термин представлен «корректно»</p> <p>Термин «потенциально вредное и опасное для человека и природы вещество» является определением, вводимым СТУП АР. Определение не может быть точным или не точным. Определение не может быть бессмысленным, если оно внутренне не противоречиво. Определение непротиворечиво, и соответствующий термин представлен «корректно». Закон ФЗ-116 определяют 3 термина «промышленная безопасность опасных производственных объектов», «авария» и «инцидент» и не дает никакого – ни четкого, ни нечеткого определения «опасного вещества».</p> <p>Таблица 1.1.0.0-01 раскрывает словосочетание «случай аварии» в надлежащем соответствии с определением аварии ФЗ-116. Таким образом, термин «представлен» корректно</p>	<p><u>Замечание остаётся в силе</u></p>
7.	<p>В разделе 2.2.2 утверждается, что «давление истекающей жидкости быстро спадает после изолирования места утечки аварийными задвижками (запорной</p>	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>Указанная фраза абсолютно корректна, поскольку даже в</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	арматурой)». Это утверждение в общем случае неверно: в нижних точках трассы избыточное давление будет существовать довольно долго, вплоть до полного стока.	нижних точках трассы избыточное давление «относительно быстро спадает», по сравнению с рабочим давлением в нефтепроводе.	
8.	<p>В разделе 2.3 (стр. 46) констатируется, что «методы количественной оценки риска, изложенные в СТУП АР [1]¹ не позволяют проводить анализ и оценку риска для подобных ситуаций</p> <p>[т.е. для ситуации когда вблизи трассы расположены населенные пункты],</p> <p>поскольку заложенный в них консервативный подход дает в этом случае неоправданно завышенный уровень риска». В связи с этим возникает вопрос, что это вообще за методология, которая при появлении людей вблизи опасного объекта становится непригодной,</p> <p>и как в таком случае вообще можно было использовать СТУП АР [1] при разработке рассматриваемого документа, давать на него постоянные ссылки и приводить в перечне используемых методов под первым номером?</p> <p>В СТУП АР [2] приводится ссылка на СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, который лишен указанных недостатков.</p>	<p>Замечание не принято. Всякая методология и каждый метод имеют границы (пределы) применимости. Обоснование неприменимости методов (раннего) СТУП АР [1] дано в Пояснительной записке.</p> <p>В Отчете говорится о населенных пунктах, расположенных ближе 500 м к трассе, но не обо ВСЕХ населенных пунктах.</p> <p>Поскольку «вопрос» (на самом деле – утверждение) базируется на неверной посылке, отвечать на него не требуется.</p> <p>Поскольку «вопрос» (на самом деле – утверждение) базируется на неверной посылке, отвечать на него не требуется.</p> <p>При разработке СТУП АР [2], для количественной оценки последствий пожаров в случае полного разрыва газопровода использовались методы, описанные в СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003. Кроме этого, в СТУП АР [2] дополнительно (консервативно) учитывались последствия пожара-вспышки и взрыва облаков, а также последствия аварий при утечках из газопроводов, которые не рассматриваются в СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003. методологии для случаев полного разрыва газопроводов.</p>	<p>Замечание остается в силе</p>
9.	<p>В перечне используемых методов (таблица 2.1.0.0 – 01, Перечень методик, используемых при анализе риска) отсутствует описание методики, с помощью которой производились расчеты объемов утечек на нефтепроводах. Кроме того, в ряде перечисленных документов, существуют различные подходы к расчету одних и тех же явлений, например, к расчету рассеяния выбросов. В связи с этим целесообразно, указать, что именно из того или иного документа использовалось при анализе риска. Наконец, приведенный в таблице 2.1.0.0 – 01 перечень не является полным: в тексте документа периодически возникают иные методы расчета, например, программы ALOHA, FRED и т.д. Необходимо включить их в перечень и дать краткое описание моделей,</p>	<p>Замечание не принято. Сведения об используемых методах представлены в СТУП АР [1,2], разработанных для методического обоснования при проведении анализа риска объектов проекта «Сахалин-П» Тем не менее, в текст отчета (табл. 2.1.0.0-01) включены ALOHA и FRED</p>	<p>Ответ принят</p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	использованных в этих продуктах.		
10.	<p>Кроме того, вопреки требованиям СТУП АР (п.3.1.4, 3.5.2 и др.) в отчете фактически не использован СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003,</p> <p>который учитывает специфику эксплуатации отечественных магистральных газопроводов.</p> <p>Отсутствует требуемое СТУП АР (п. 3.5.2) обоснование выбора в качестве приоритета зарубежных методик оценки опасностей аварий.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> При разработке Дополнения к СТУП АР Береговые газопроводы (см. разделы 13.4 и 21 в Дополнении Г), для количественной оценки последствий пожаров (струйного горения и пожара в котловане) в случае полного разрыва газопровода использовались методы, соответствующие СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003.</p> <p>Береговые трубопроводы проекта Сахалин-2 не являются спроектированными, построенными и эксплуатируемыми ОАО «Газпром».</p> <p>СТУП АР разъясняет российские нормативные акты в соответствии с лучшей мировой практикой, но отнюдь не требует обоснования выбора методик – он их устанавливает.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	В частности, не обсуждается вопрос о применении статистики ОАО «Газпром» по авариям в России. ²	<p>Вопрос применимости статистики ОАО «Газпром» обсуждается в Пояснительной записке к Дополнению к СТУП АР Береговые газопроводы. В частности, при разработке СТУП АР были проанализированы существующие (как российские, включая данные ОАО «Газпром», так и зарубежные) базы данных по авариям на магистральных газопроводах. Было отмечено, что статистические данные, представленные СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, базируются, в основном, на опыте эксплуатации весьма изношенного парка трубопроводов, построенного зачастую без учета современных средств обеспечения безопасности газопроводов и, поэтому, не могут в полной мере служить надежной основой для оценки частоты возможных повреждений вновь вводимых трубопроводов, к которым относятся береговые трубопроводы проекта «Сахалин-II».</p> <p>Отчеты Группы анализа аварийности европейских газопроводов (EGIG) содержат весьма подробную информацию, достаточную для учета специфики различных береговых магистральных газопроводов, поэтому могут служить основой для оценки частот возможных аварий на береговых газопроводах проекта «Сахалин-II», поскольку при статистическом анализе этих данных в СТУП АР были выполнены следующие условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> • учтены меры обеспечения безопасности, применяемые на проекте БТ «Сахалин-II»; • дополнительно учтены специфические природные особенности и геоопасности, характерные для о.Сахалин (например, сейсмичность и т.д.). 	
11.	При оценке распределения опасных веществ (результаты в таблице 3232-02, часть 3) составляющие отождествляются с технологическими блоками, что в принципе неверно, т.к. блок является отдельной частью составляющей ОПО. Кроме того, в общее количество опасных веществ включены ОВ, находящиеся в морских трубопроводах (ПА-А, ПА-Б — берег), которые не входят в рассматриваемые БТ.	<p><u>Замечание частично принято.</u></p> <p>Названия «технологический блок» заменены на «составляющие объекта», как позволяющие более свободную трактовку.</p>	<u>Ответ принят</u>
12.	Обоснование неучета дрейфа паров нефти в виде текста «поскольку газовая составляющая стабилизированной нефти мала, то опасности, связанные с	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>Дополнительное обоснование не учета возможности</p>	<u>Замечание остается в силе</u>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>пожаром – вспышкой или взрывом газопаровоздушной смеси не учитываются» неприемлемо. Необходимо привести более убедительные количественные оценки и в том числе величину давления насыщенных паров нефти, по которой наряду с долей легких углеводородов можно судить о возможности образования дрейфов. При этом надо отметить, что температура транспортируемой нефти может достигать 45 С (см. табл. 3.2.1.0-1.1, стр. 66), а содержание легких фракций (до С5 включительно) – до 7,5-15 мольных % (см. табл. 3.2.3.2-03). С учетом этих двух фактов, на наш взгляд, не исключена реальная возможность формирования дрейфующих облаков от проливов нефти.</p>	<p>образования ТВС включено в отчет (подраздел 2.2.2) .</p>	
13.	<p>Разъяснить в п. 3.1.2 понятие НИЗКИЙ для оценки риска пожара.</p>	<p>Данное понятие взято из документа «Оценка пожарной безопасности береговых установок» (FIREPRAN) (док. № 5000-С-90-04-Т-4000-00) и приведено в разделе, где кратко описывается содержание этого отчета, чтобы отразить результаты проведения предшествующих этапов проектирования по проблемам безопасности и риска. В документе «Оценка пожарной безопасности береговых установок» поясняется, что «...При оценке риска был использован количественный подход определения частоты происхождения и тяжести последствий. Риск возникновения пожара оценен как ВЫСОКИЙ, СРЕДНИЙ И НИЗКИЙ, что соответствует Матрице оценки риска компании SHELL, приведенной в HSE 029...»</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>
14.	<p>В табл. 3.2.4.2-01...08 приведены времена отключения (отсечения) аварийного участка: в основном - 1-2-3 мин. Непонятно к чему относится это время: к моменту начала перекрытия потока или к моменту полного перекрытия сечения трубопровода. Не приведены зависимости времен обнаружения утечки и перекрытия потока от размера дефектного отверстия.</p>	<p><u>Замечание принято частично.</u> В указанных таблицах представлено именно время отсечения аварийного участка, в момент полного перекрытия потока, при условии аварии с разрывом трубопровода на полное сечение. Максимальное время перекрытия, в зависимости от размера отверстия разгерметизации, представлено в таблицах в разделе 3. В текст отчета (раздел 3) внесены значения максимального времени перекрытия, в зависимости от размера отверстия разгерметизации.</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
15.	<p>В таблице 3.2.3.2-02 (стр. 326) приводятся давления в системе в МПа. Для нефтепровода 24” приводятся давления 68,45 МПа чего быть физически не может. Аналогичные замечания для газопровода 24” (90,78 МПа). В этой же таблице неверно указаны количества опасных веществ в трубопроводах. Так, например, для газопровода 24” длиной 232 км указана масса 16476 тонн, а должно быть (если считать давление 90,78 бар): $3,14 \cdot 0,6 \cdot 0,6 / 4 \cdot 232000 \cdot 90,78 \cdot 0,788$ (кг/в норм.м3)=6530 тонн</p> <p>Аналогичные ошибки имеются и в других расчетах. Отметим, что данная таблица важна, поскольку критерием отнесения объекта к опасным производственным объектам, согласно с ФЗ-116, проводится на основании массы опасного вещества на производственном объекте.</p>	<p><u>Замечание принято</u></p> <p>Имели место опечатки в значении давлений и вместо 48” газопровода был ошибочно указан 24”. В соответствующие таблицы внесены изменения</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>
16.	<p>В разделе 3 отсутствуют данные по времени перекрытия задвижками потока, возможности ликвидации АВС тех или иных отверстий разгерметизации, времени реагирования на аварийную ситуацию. Необходимо привести в отдельной таблице характеристики задвижек с учетом в том числе того, что часть задвижек в начальный момент эксплуатации БТ не будет оснащена дистанционным управлением.</p>	<p><u>Замечание принято частично.</u></p> <p>Линейная запорная арматура БТ оснащена дистанционным управлением. Максимальное время перекрытия, в зависимости от размера отверстия разгерметизации, представлено в таблицах в разделе 3.</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>
17.	<p>Из таблицы 3.2.1.0-2.1 (стр. 236) следует, что существуют участки протяженностью около 74 км, на которых не установлены задвижки. Каким образом это согласуется с неоднократными упоминаниями в документе о том, что длина участков БТ между задвижками не превосходит 30 км.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>В указанной таблице представлены сведения о береговых трубопроводах, являющихся непосредственным продолжением морских трубопроводов, проложенных с платформ ПА-А и ПА-Б. При этом полная длина изолируемой секции может составлять до 74 км, из которых только 2.4 км представляют участок берегового трубопровода.</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>
18.	<p>В табл.3.2.4.1-01 приводятся данные по доле времени, затрачиваемого персоналом линейных эксплуатационных служб, для обслуживания системы трубопроводов. Указано, что доля времени на обслуживание участка 6,9 км точно такая же как и на обслуживание 232 км участка. Этого не может быть. Если считать пространственное распределение людей по трассе равномерным, то следует приводить среднюю плотность распределения персонала ЛЭС вдоль трассы (с учетом доли времени пребывания людей «в поле» в разрезе года). По данным ОАО «Газпром» эта величина составляет (исходя из данных по режиму выхода сотрудников ЛЭС на трассу МГ) около 1 человека на 120 км трассы (т.е. 0,0083 чел/км). Приведенные в данной таблице данные не могут быть в дальнейшем использованы для оценки риска для персонала; хотя</p>	<p><u>Замечание принято.</u></p> <p>При формировании таблицы допущена ошибка. Группа обслуживающего персонала равновероятно может находиться в любой точке участка обслуживания, а не отдельных частей данных участков.</p> <p>В таблице 3.2.4.1 – 01 внесены соответствующие исправления</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	эти оценки в документе имеются, но они неверны. Необходимо привести данные о количестве персонала, обслуживающие береговые трубопроводы.		
19.	Имеются неточности в приведенных параметрах трубопроводов: указан размер 24" вместо 48" (таблица 3232-02), 20" вместо 24" (таблица 3.2.4.2-07).	<u>Замечание принято.</u> В соответствующих таблицах внесены изменения	<u>Ответ принят</u>
20.	На стр. 347 используются статистические данные за 1991-2000 г. Необходима актуализация этой статистики.	<u>Замечание не принято.</u> Представленные сведения взяты из методических указаний СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003. Разработчики считают эти данные достаточно репрезентативными для оценки ожидаемого размера котлована, и не считают, что с 2000 г. появились какие либо качественные изменения, требующие актуализировать статистические данные.	<u>Ответ принят</u>
21.	На стр. 347 предлагается не учитывать влияние аварий на газопроводах на частоту аварийности на нефтепроводах. Аргументируется это тем, что в 94 % случаев размыв почвы при аварии на газопроводе происходит таким образом, что нефтепровод остается вне зоны размыва. Нам кажется, что такое допущение заметно занижает частоту аварий на нефтепроводе, и особенно частоту крупных аварий. Действительно, если в оставшихся 6% случаев происходит размыв почвы с разрушением соседнего нефтепровода, то можно ожидать, что в этих условиях, сопровождающихся в том числе и горением, будет иметь крупное разрушение нефтепровода. Учитывая, что регистрируемые частоты разрушения существующих газопроводов и нефтепроводов обычно близки по своим значениям (ок. 0,0002 1/год/км), можно сделать вывод, что наличие вблизи нефтепровода газопровода может добавить до 6% аварий с серьезным разрушением нефтепровода. Для сравнения доля крупных трещин и гильотинных разрывов в рассматриваемом документе также составляет около 6%. Т.е. неучет влияния газопроводов на частоту аварии на нефтепроводе может занижать частоты крупных аварий почти в 2 раза.	<u>Замечание не принято.</u> В соответствии с проектом береговых трубопроводов «Сахалин-II», расстояние между газопроводом и нефтепроводом составляет до 18 м (для наиболее опасного 48" газопровода). В соответствии с СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, вероятность того, что котлован от аварии на газопроводе обнажит участок трубопровода на расстоянии более 18 м составляет 1,5% от всех случаев полного разрыва газопровода. С учетом того, что рассчитанная частота разрыва на полное сечение для нормального класса газопровода 48" составляет $1,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км*год), вероятность обнажения участка нефтепровода составит $2,6 \cdot 10^{-8}$ 1/(км*год), что можно считать пренебрежимо малым, по сравнению с характерной частотой аварий на нефтепроводе 10^{-4} 1/(км*год). Кроме того, не каждый факт «обнажения» нефтепровода обязательно означает его разгерметизацию. В случае же аварии с воспламенением газа, как уже указано в отчете, опасные последствия от возможного пожара на нефтепроводе несоизмеримо меньше, чем от пожара на газопроводе.	<u>Замечание остается в силе</u>
22.	На стр. 347 высказывается следующее суждение об авариях, развивающихся по схеме «разрушение газопровода-разрушение нефтепровода»; «при повреждении нефтепровода... дополнительный вклад от опасных факторов пожара на нефтепроводе оказывается пренебрежимо малым, по сравнению с последствиями пожара на газопроводе и им можно пренебречь». Данное	<u>Замечание не принято.</u> Аварии с воспламенением на газопроводе приводят к пожару с интенсивным горением потока газа, при котором температура составляет до 2000 °С, при этом ни о каком «растекании» нефти не может идти и речи – она просто сгорит.	<u>Замечание остается в силе</u>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	утверждение не является достаточно обоснованным, поскольку на месте аварии газопровода возможно инициирование горения и тогда быстрое растекание горячей нефти (например, в водный объект), вряд ли можно считать «пренебрежимо малым». Кроме того, в отсутствие воспламенения, выброс нефти из нефтепровода будет основным негативным фактором аварии, т.к. наиболее серьезным последствием будет загрязнение почвы/воды. Необходимо учесть такие сценарии.		
23.	На стр. 347 для моделирования аварий на «многофазном трубопроводе» используется та же модель, что и для газопровода: «в настоящем отчете при анализе явлений, связанных с разгерметизацией, пожарами и взрывами на многофазных трубопроводах использовались методы, аналогичные применяемым для магистральных газопроводов, поскольку в составе многофазного продукта преобладающим компонентом является метан – 87,74%». Однако, далее (разд. 4.2.2, стр. 353) при описаниях сценариев аварийных ситуаций для «многофазных трубопроводов» в качестве одного из исходов появляются проливы. Как такое возможно, чтобы истекал газ, а образовывался пролив? Необходимо дать более полные пояснения, как все-таки производился расчет истечения из «многофазного трубопровода», на каком основании происходит замена газожидкостной смеси газом и каким образом учитывалось наличие жидкой фазы, в частности ее участие в формировании проливов.	<u>Замечание не принято.</u> До тех пор, пока не принимается во внимание компонентный состав смеси, полный набор теоретически возможных сценариев, характеризующих аварии на «многофазных трубопроводах», обязан включать явления, связанные с жидкими компонентами смеси. Поэтому общее дерево событий для «многофазных трубопроводов» включает разливы жидкой фазы. (данное дерево событий взято из СТУП АР и учитывает различные возможные составы многофазного продукта). В данном конкретном случае состав многофазного продукта, поступающего с платформы Лун-А, характеризуется очень малым количеством собственно жидкой фазы (средний молекулярный вес смеси 20,3), что позволяет в данном случае не рассматривать разлив жидкости как вероятный сценарий аварии, поскольку интенсивный выброс преимущественно легкого газа приводит к рассеиванию гомогенизированной смеси.	<u>Замечание остается в силе</u>
24.	На стр. 348 среди причин разгерметизации трубопроводов не указаны такие группы факторов как антропогенная активность, ошибки при эксплуатации (например, ошибки при ремонтных работах).	<u>Замечание не принято.</u> Причины разгерметизации взяты в соответствии с утвержденным Дополнением к СТУП АР Береговые газопроводы. Причины же упомянутые экспертами входят состав этих факторов. Антропогенную активность следует отнести к Внешнему воздействию, а ошибки при эксплуатации к Ошибкам оператора и Прочим причинам.	<u>Ответ принят</u>
25.	На стр. 348 не указано, чему равно s в нумерованной формуле.	<u>Замечание принято.</u> В текст раздела 4 включена расшифровка значения S	<u>Ответ принят</u>
26.	На стр. 348 п. 4.1.1.1 дается единое для всех анализируемых трубопроводов распределение по размерам аварийного отверстия: 12,5, 25, 50, 100 мм и	<u>Замечание не принято.</u> Существование критического размера отверстия, после	<u>Замечание остается в силе</u>

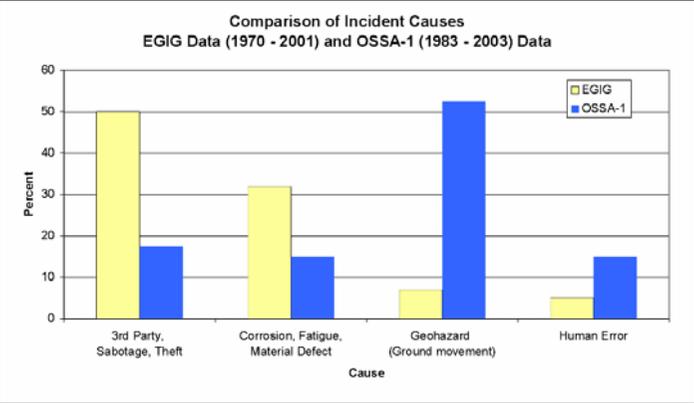
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>разрыв на полное сечение (>150 мм). Такой подход возможен при анализе технологических трубопроводов, но применения такого распределения к газопроводам большого диаметра противоречит отечественным стандартам и нормативам [29,31]. А для газопроводов большого диаметра и высокого давления в СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 [31] вообще рассматриваются только сценарии разрыва на полное сечение. Если для нефтепроводов в принципе распределение по размерам аварийного отверстия оправдано физическими свойствами нефти (жидкость в данном случае несжимаема), то перенесение этих подходов на газопроводы (системы со сжатым газом) физически неоправданно, поскольку имеется понятие критического размера дефекта, при котором обязательно будет происходить разрыв трубы газопровода за счет давления в аварийном отверстии. Вопросы образования аварийных дефектов подробно рассмотрены в энциклопедии (Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Безопасность трубопроводного транспорта. -М:МГФ "Знание",2002.-712/153 с.).</p> <p>Свищи могут образовываться в газопроводах в результате коррозии, но их размеры, как правило, менее 15 мм. При более протяженных дефектах происходит распространение дефекта и раскрытие трубы на полное сечение. Этот механизм развития аварии рассмотрен в СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 [31].</p> <p>Для трубопроводов большого диаметра это особенно важно - все аварии на газопроводах больших диаметров сопровождались полным разрывом. Это подтверждается и британской базой UKOPA 2-отчет за 2002 год, где также показано, что аварии на газопроводах большого диаметра происходят с разрывом трубы на полное сечение.</p> <p>Т.о. использованное распределение частоты разрушения в зависимости от размера отверстия не является достаточно обоснованным. В связи с этими замечаниями правильность дальнейших расчетов показателей риска на газопроводах ставится под сомнение.</p>	<p>которого происходит разрушение газопровода на полное сечение, не является предметом обсуждения Отчета. Существующие статистические данные (EGIG, UKOPA) подтверждают возможность существования аварийных отверстий среднего размера (до 100 мм). Спектр аварийных отверстий представлен в СТУП АР.</p> <p>Документ СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, на который ссылаются эксперты, никоим образом не отвергает возможность существования аварийных отверстий среднего размера. В действительности, в этом документе (т.1, с.90) буквально сказано «Условную границу между случаем стабильной утечки через малое отверстие (свищ) или трещину и лавинообразным протяженным разрывом стенки можно провести, используя соответствующие расчеты и опыт экспериментальных исследований. Они показывают, что критический размер сквозной трещины составляет около 1/4 от диаметра трубы». Таким образом, ни о каких «15 мм» в качестве критического размера дефекта, не зависящего от фактического диаметра газопровода, в указанной методике речи не идет. Наоборот, подчеркивается возможность существования отверстий размером до 300 мм (для газопровода 48"). Фактической причиной игнорирования подобных утечек при рассмотрении аварийных ситуаций в документе СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 является искусственное ограничение, принятое в указанном документе для определения понятия «авария», учитывающего только разрывы на полное сечение (см. т.1, с.13).</p> <p>В 4-й раздел отчета добавлено описание подхода</p>	
27.	<p>На стр. 349 таблица 4.1.1.1-02 «Распределение ожидаемых частот размерметизации газопроводов по размерам эквивалентных аварийных отверстий, в зависимости от причины аварии» содержит противоречивую информацию. Например, согласно этой таблице для отв. 12,5 мм 80% аварии происходит за счет коррозии, еще 70% за счет неизвестных причин, еще 35%</p>	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>Суммирование в данной таблице следует вести только по строкам.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	за счет брака в строительстве и дефекта труб, еще 35% из-за ошибок оператора и, наконец, 12% за счет движения грунтов. Всего получается 232%. Необходимо дать разъяснение по использованию таких данных.		
28.	<p>Вызывает сомнение правильность выбора базы данных по аварийности (стр. 349, раздел 4.1.1.1), а, именно, западноевропейская статистика EGIG. Выбор статистической базы должен быть обусловлен аналогичностью природных условий, или техническими характеристиками наиболее опасных объектов. Наиболее опасным является газопровод 48" (Ду1200 с давлением 90-98 ата). В базе EGIG доля трубопроводов с диаметром более 36" составляет менее 20%. Основная доля приходится на распределительные (более 50%) малые трубопроводы с диаметром менее 16", работающие под давление выше 16 атм. В качестве аналога по природно-климатическим условиям, в том числе и по сейсмическим условиям, при выборе частоты разгерметизации МГ более уместно выбрать регион Северного Кавказа (ООО Кавказтрансгаз), для которого статистика аварийности трубопроводов приведена в СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 [31].</p> <p>Другой базой сопоставимой по сейсмическим характеристикам может быть трубопроводная система в Боливии и Колумбии. В работе (Proceedings of IPC 2004 International Pipeline Conference October 4 - 8, 2004 Calgary, Alberta, Canada .IPC04-0238 ESTIMATING THE INFLUENCE OF NATURAL HAZARDS ON PIPELINE RISK AND SYSTEM RELIABILITY.Michael Porter, Clint Logue, Dr. K. Wayne Savigny,Dr. Iain Bruce) проведено сравнение причин аварий в этом регионе, см. рис.1</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> Обоснование статистического анализа и рассчитанные частоты разгерметизации трубопроводов представлены в дополнении к СТУП АР Береговые газопроводы и Пояснительной записке.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	 <p>Рис.1 Сравнение причин аварийности на трубопроводах с использованием различных баз данных.</p> <p>В данном регионе частота землетрясений 1 раз 475 лет с интенсивностью 0,18g, что близко к сейсмичности на Сахалине (1 раз в 500 лет). Из рис. 1 видно, что доля природных рисков является определяющей. При этом общая частота аварий составляет 2,5 аварии на 1000 км в год.</p>		
29.	<p>В разделе 4.1.1.2 (стр. 350) для нефтепроводов не указывается, на основе каких данных выбиралась базовая частота, каким образом на частоту аварий влияют различные факторы. В результате (см. 4.1.2 и Табл. 4.1.2.0-01, 4.1.2.0-03, 4.1.2.0-07) по всем нефтепроводам и на всех их участках имеется единая частота аварий $7,05 \cdot 10^{-4}$ км-1год-1. Т.е. для нефтепровода частота аварий не зависит от места прохождения трубопровода. Возникает вопрос, почему условия прохождения трассы влияют только на газопроводы, а не на все трубопроводы в том же коридоре.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> Для нефтепроводов использовалась частота, указанная в СТУП АР, который является утвержденным нормативным документом для проекта Сахалин-2 и которым, в соответствии с Техническим заданием, необходимо руководствоваться при проведении КОР.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>
30.	<p>В разделе 4.1.1 (стр. 348-350) для «многофазных трубопроводов» нет обоснования выбора базовой частоты аварий. В результате (см. 4.1.2 и Табл. 4.1.2.0-05) частота аварий при транспортировке многофазных сред получилась чуть ли не самой низкой среди всех трубопроводных объектов - $1,64 \cdot 10^{-5}$ км-1год-1. Учитывая более интенсивное воздействие многофазной среды на внутреннюю стенку трубопровода (например, по сравнению с транспортировкой чистого газа) этот результат представляется не</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> Проектом БТ предусмотрен припуск на коррозию 8 мм для трубопроводов многофазной продукции, компенсирующий влияние коррозии. Для многофазных трубопроводов использовалась частота, указанная в СТУП АР, который является утвержденным нормативным документом для проекта Сахалин-2 и которым, в соответствии с Техническим заданием,</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	правдоподобным.	необходимо руководствоваться при проведении КОР.	
31.	<p>Следует отметить, что выбор статистической базы во многом определяет достоверность оценки риска. Выбор базы EGIG (см. раздел 4.1.1 стр. 348-350) приводит к тому, что практически для всех береговых газопроводов в качестве частоты аварий использованы значения 2,95 10⁻⁵ и 1,59 10⁻⁵ км-1год⁻¹ (с небольшой вариацией порядка 25%). Хотя согласно имеющейся статистике «средняя» частота разрушения газопроводов по данным Ростехнадзора составляет величину 2 •10⁻⁴ км-1год⁻¹. Т.е. имеет место существенное расхождение (примерно на порядок) рассчитанных показателей и статистических данных.</p> <p>Выбор базы EGIG в качестве основы приводит к совершенно парадоксальным результатам.</p> <p>Например, в одном и том же коридоре проходят газопровод и нефтепровод, которые, по-видимому, будут строиться одной и той же организацией по близкой технологии. При этом частота аварий (см. табл. 4.1.1.0-...) на газопроводе составит 0,0159-0.0295 аварий на 1000 км в год, а для нефтепровода – 0.7 аварий на 1000 км. Возникает вопрос: почему отличие в аварийности нефтепровода и газопровода достигает 1.5 порядка значимости?</p> <p>По отечественной статистике частоты аварий на нефтепроводах и газопроводах большого диаметра примерно равны. При этом в разделе 6.2 в технических условиях рассматривается соотношение частот аварий на газопроводе и нефтепроводе как 1:4,5, а не 1:35 как следует из результатов расчетов.</p> <p>Более того, приведенные результаты по газопроводам (полученные на основе СТУП АР) вступают в противоречия с утвержденными нормативными документами [31]. Так согласно СТО РД ГАЗПРОМ удельная частота при переходах через водные препятствия примерно в пять раз выше по сравнению с сухопутными участками. В СТУП АР 5-кратное увеличение сделано для 7% от числа аварий, вызванных движением грунта за счет природных явлений. В результате по трассе (табл.4.1.2.0 и табл.4.5.2.0) газопровода 48” изменение частоты аварий находится в диапазоне от 0,015 до 0,020 аварий на 1000 км в год. В аналогичном 25% диапазоне варьируется и частота аварий на остальных газопроводах.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> Обоснование методики и выбор исходной базы (EGIG) для статистического анализа, а также рассчитанные частоты разгерметизации газопроводов по проекту БТ представлены в СТУП АР [2] (см. ответ на замечание 10). Частоты разгерметизации нефтепроводов выбраны в точном соответствии со СТУП АР [1].</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>
32.	Рассмотрение сценариев FBDIE/LHDIE (см. раздел 4.2.2, стр. 351-352) – сценарии со взрывом облака на газопроводе с метаном - на наш взгляд	<p><u>Замечание не принято.</u> Как отмечено в Отчете АР (см раздел 4.2.3), взрывное</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>недостаточно обоснованно. Согласно статистике взрывов (детонации или высокоскоростного горения) дрейфующих облаков метана на открытых площадках не наблюдалось. Более того, удельный вес таких сценариев с детонацией (даже если его принять в рассмотрение в качестве консервативной оценки) неправдоподобно завышен: согласно табл. 4.3.0.0-1 и рис. 4.2.2.0-01 при «позднем» зажигании дрейфующего облака взрывное горение наблюдается с вероятностью 0,54, а пожар-вспышка (низкоскоростное горение) – с вероятностью 0,46. Т.е. детонация (или высокоскоростное горение) предполагается более вероятным событием, чем сгорание облака с низкими скоростями. Для метана такая ситуация совершенно неправдоподобна.</p>	<p>превращение облака метана (с образованием ударной волны) может иметь место в условиях частичной загроможденности пространства (например, в населенном пункте), причем горение идет по дефлаграционному (а не детонационному) механизму. Дефлаграционный взрыв с образованием ударной волны (с относительно малым уровнем избыточного давления - до 10 кПа), выходящей за пределы зоны НКПВ, происходит в случае «ускорения» пламени пожара-вспышки (что может происходить с вероятностью 0,54, в соответствии с Таблицей 4.3.0.0 из Отчета АР). При этом в расчетах последствий аварий учитывались опасные последствия от пожара-вспышки в пределах зоны, ограниченной НКПВ. Таким образом, последствия дефлаграционного взрыва рассматриваются в Отчете АР как дополнительные факторы опасности к пожару-вспышке газовоздушного облака.</p>	
33.	<p>При описании аварий на газопроводе (см. раздел 4.2.2, стр. 351-352) исключен из рассмотрения разлет осколков. Никаких количественных подтверждений этому не приводится. В документе имеется только словесная формулировка – «вероятность механического поражения различных реципиентов осколками труб значительно ниже вероятностей воздействия других поражающих факторов, в первую очередь, термического воздействия при воспламенении газа». Однако, понятно, что в отсутствие воспламенения, поражение осколками будет единственным фактором опасности. И поскольку вероятности событий «воспламенение есть» и «воспламенение отсутствует» сопоставимы (см. табл. 4.3.0.0-1 и рис. 4.2.2.0-01), то и риск поражения осколками следует также учитывать, особенно в непосредственной близости от трубопровода. Т.о. необходимо либо дать более конкретное, количественное подтверждение сделанного допущения, либо включить сценарии с разлетом осколков в рассмотрение.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> Не учет осколочного действия при количественных оценках риска является обычной инженерной практикой, том числе, в документе СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, где, по результатам обработки актов расследований аварий на магистральных газопроводах показано, что разрушения газопроводов сопровождалась в подавляющем большинстве случаев образованием относительно небольшого числа фрагментов труб (в пределах 5-15 единиц). Из выборки в 271 случаев аварий с разлетом осколков дальность разлета в пределах 50 м составила 59 %; в пределах 100 м – 72 %; в пределах 150 м – 84 %; в пределах 200 м – 92 %. Установлено также, что для современных марок высоковязких сталей, применяемых для изготовления газопроводов больших диаметров, часто происходит не разрыв на куски, а (верхняя) развальцовка труб, причем зачастую по всей длине разрушенного участка и без выброса их из траншеи. По результатам расчетов, произведенными специалистами ВНИИГАЗ, представленными в работе «Оценка показателей безопасности и риска перспективных газопроводов высокого</p>	<p align="center"><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
		давления», авт. В.С. Сафонов, С.А. Ковалев, С.В. Овчаров, А.В. Мельников (опубликовано в Safety and Reliability for Managing Risk – Guedes Soares & Zio (eds), Taylor & Francis Group, London, ISBN 0-415-41620-5), 5% вероятность попадания фрагментов грунта и оболочки трубы в человека существует на расстоянии не более 20 м от места разрыва. Вероятность гибели людей при этом будет еще ниже и не учитывается.	
34.	<p>При описании сценариев аварии на нефтепроводах (см. раздел 4.2.2, стр. 352) не рассматривается дрейф облака паров нефти (описание сценариев PL...), но на рисунках (Рисунок 4.2.2.0 – 03), такая возможность присутствует. В разделе 4.2.4 также говорится, что «При рассмотрении аварий и пожаров на нефтепроводах, в соответствии со СТУП АР [1, 2], предусматривается учет следующих физических процессов: формирование и дрейф облака паров; пожар-вспышка паровоздушного облака; взрыв паровоздушного облака». Потом, в этом же разделе, говорится, что взрывы на нефтепроводе не рассматриваются, но страницей ниже из таблицы 4.3.0.0 – 03 можно сделать вывод, что вероятность взрывов равна 0,05-0,1, т.е взрывы все-таки есть. Т.о. имеется существенная неоднозначность, а если говорить более точно – полная неразбериха в этом вопросе. Необходимо четко определить сценарии аварии на нефтепроводе и дать соответствующие обоснования, если по каким-то причинам, облака не образуются, то это нужно показать количественными расчетами³. Это тем более важно, что учет или неучет возможности дрейфа облаков от проливов нефти в контексте рассматриваемого материала имеет решающее значение для определения показателей риска, поскольку из материала в его нынешнем виде однозначно следует, что частота аварий на нефтепроводах больше, чем на газопроводах на порядок. Поэтому и поражающие факторы при авариях на нефтепроводах будут иметь больший удельный вес. А если учесть и используемое в документе положение о том, что люди не могут погибнуть при пожаре пролива, то именно учет или неучет возможности дрейфа облака и его сгорания будет вносить основной вклад в показатели риска.</p>	<p><u>Замечание принято частично.</u> Дополнительное обоснование не учета возможности образования ТВС будет включено в отчет Следует отметить, что указанные рисунки (а именно 4.2.2.0-03) содержат общие деревья событий для нефтей. Экспертам должно быть известно, что нефти весьма сильно отличаются по своему составу, а, следовательно, и по свойствам. Если бы мы имели дело с нестабилизированной сырой нефтью – то, безусловно, взрывы паров легкокипящих фракций следовало бы рассмотреть. Однако, в тексте отчета внимание акцентируется на том, что нефть, перекачиваемая по трубопроводу, является стабилизированной, и, соответственно, не дает интенсивности испарения паров с поверхности достаточной для формирования облака ТВС с концентрациями выше НКПВ. Очевидно, что в случае растекания стабилизированной нефти не имеет смысла рассматривать процессы формирования облаков ТВС и их дрейф. В текст отчета (подраздел 2.2.2) внесено дополнительное обоснование не учета возможности образования ТВС</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>
35.	<p>В сценариях аварии на многофазных трубопроводах в разделе 4.2.2 возможно появление проливов (стр. 352-353). Это не согласуется с используемой в документе моделью «многофазности» (см. п. 4), когда гетерогенная среда представляется газом.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> См. ответ на замечание 23</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
36.	<p>В некоторых сценариях аварий на многофазных трубопроводах (см. раздел 4.2.2, стр. 352-353) при задержке воспламенения имеется пролив (например, сценарий LHSF), а в некоторых пролив отсутствует (например, сценарий LHDIFF). Это же следует из «дерева событий» на рис. 4.2.2.0-04 (стр. 357). Более того, согласно этому «дереву событий» дрейф облака и образование пролива - события взаимоисключающие. Это грубая логическая ошибка, приводящая к искажению вероятности конечных событий. Например, исходы сценариев LHNI и LHSNI фактически одинаковы, однако, согласно «дереву событий» один исход признан безопасным, а другой приводит к загрязнению. Также искажены вероятности таких конечных событий как поражение термическим излучением от пожара пролива и пожара-вспышки, поражение ударными волнами.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> Имеет место ошибка интерпретации – на дереве событий показаны процессы, идущие параллельно. Нигде в описании сценариев не указывается, что один из параллельных процессов исключает другой. Места ветвления дерева событий, приводящие к возникновению логического разделения на взаимоисключающие сценарии, выделены синими ромбами с описанием условия и указанием направления ветвления по направлениям «Да» и «Нет» с приведением соответствующих вероятностей, в то время как логическое разделение на параллельные события не содержат указанных ромбов. Очевидно, что процессы растекания жидкости и формирования облака ТВС из паров над ее поверхностью происходят параллельно, что, соответственно, и проиллюстрировано на рис. 4.2.2.0-04. Однако также следует отметить, что при рассмотрении этого дерева событий применительно к конкретному многофазному продукту – разливам как таковых не будет.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>
37.	<p>Отсутствует описание метода расчета площади пролива.</p>	<p><u>Замечание принято</u> В текст отчета необходимо добавить описание метода расчета площади разлива. В раздел 4 добавлено описание метода расчета площади разлива</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>
38.	<p>При описании модели рассеяния (см. раздел 4.2.3.4) непонятно, как учитывались следующие факторы: 1) наличие высокого импульса выброса, который приводит к формированию струи на месте аварии; в частности, непонятно, рассчитывался ли струйный участок при дрейфе или нет (учитывая высокое значение НКПВ у метана учет или неучет этого фактора может иметь существенное значение при определении размеров зон поражения от сгорания (взрыва) облака); 2) наличие положительной плавучести у выброса, что приводит к подъему в атмосфере облака метана; 3) наличие двух вариантов выброса: в котлован и в виде двух противоположено направленных струй.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) При расчетах рассеяния облака газа, образованного при аварии на газопроводе, использовалась модель пассивной дисперсии, которая дает более консервативные оценки на размер дистанции поражения на средних и дальних дистанциях, чем модель струйного рассеяния газа. 2) Физические свойства газа (в том числе, удельная плотность метана) используются в модели пассивной дисперсии облака газа для расчета размера пожароопасных зон. 3) Так как в отчете используется модель пассивной 	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
		дисперсии, оба указанных варианта выброса эквивалентны с точки зрения расчета размера пожароопасных зон (размер зоны определяется массовым расходом газа, который равен для обоих случаев).	
39.	<p>При описании подходов к моделированию сгорания дрейфующих облаков метана необходимо уточнить, на каком основании сделаны некоторые допущения и заключения, приведенные в разделах 4.2.3.5 и 4.2.3.6, а также указать, как получены те или иные количественные оценки.</p> <p>Приведем перечень таких, не совсем очевидных, на наш взгляд, суждений:</p> <ul style="list-style-type: none"> - «горение происходит только в области облака, где концентрация горючего вещества превышает НКПВ». Из экспериментов (по крайней мере, для пропана и более плотных чем метан газов) известны факты, когда отдельные объемы газа воспламенялись в областях, где средняя концентрация была ниже НКПВ. Так же из экспериментов известно, что объемы газа, даже зажженные в зоне с концентрацией выше НКПВ, в процессе своего горения могут переноситься ветром в области пространства, где концентрация изначально была ниже НКПВ. Наконец, нельзя не напомнить, что при дозвуковом горении облаков имеет место движение исходной смеси, что приводит к «вытеснению» способной к горению исходной смеси за пределы зоны, изначально ограниченной поверхностью НКПВ; - при пожаре-вспышке «горение характеризуется малой скоростью (до нескольких метров в секунду)»; на наш взгляд, это значение занижено примерно на порядок; желательно указать источник данной информации; - «в условиях открытого (незамкнутого) пространства может реализоваться дефлаграционный механизм взрывного превращения, характеризующийся относительно малым уровнем избыточного давления». Необходимо указать какова величина этого малого значения. 	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>Критерий определения размера зоны пожара-вспышки в пределах концентрации газа на уровне НКПВ является стандартным при проведении КОР. В практике анализа риска иногда используются зоны с концентрацией газа меньше НКПВ. Однако следует учесть, что в данном Отчете зоне с концентрацией газа на уровне НКПВ соответствует предельно консервативный уровень смертности от пожара-вспышки (100%) внутри данной зоны, чего не может быть при фрагментарном воспламенении в областях с концентрацией газа ниже НКПВ.</p> <p>В соответствии с СТУП АР [1] (Дополнение G, раздел 5) явления, связанные с ударной волной дефлаграционного взрыва начинают проявляться при скорости распространения пламени от 17 м/с, что находится в соответствии с данными СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003, где для дефлаграционных взрывов скорость распространения пламени оценивается как 20-50 м/с. Более низкие скорости характерны для пожара-вспышки.</p> <p>В соответствии со СТУП АР [1], величина избыточного давления в падающей волне сжатия при дефлаграции газовоздушной смеси не превышает 6 кПа при скорости распространения пламени 60 м/с, что подтверждается и независимым расчетом (пакет ALOHA). В Отчете АР принимается, что максимальная величина избыточного давления при дефлаграционном взрыве составляет 6,5 кПа.</p>	<p align="center"><u>Замечание остается в силе</u></p>
40.	<p>Утверждение в разделе 4.2.4 (стр. 362) о том, что «при утечках из нефтепроводов ... массовая скорость истечения не может превышать эксплуатационной расход (т.е. составляет не более 400 кг/с) даже при полном разрыве трубопровода» является неверным. Во-первых, при полном разрыве происходит сток из двух концов, а следовательно расход может удвоиться. И,</p>	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>Скорость истечения нефти в случае полного разрыва нефтепровода зависит от многих факторов (технологические параметры, вязкость, рельеф и т.д.), сильно изменяется от времени и, действительно, в начальной фазе аварии (сразу</p>	<p align="center"><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>во-вторых, при разрыве трубопровода происходит падение давления и насосы, стоящие на входе трубы в соответствии с обычной характеристикой «расход-напор» будут прокачивать нефть к месту разрыва с большим расходом.</p>	<p>после разрыва нефтепровода) может превышать эксплуатационной расход. Тем не менее, в инженерной практике при расчетах объемов истечения нефти применяется учет эксплуатационного расхода нефтепровода в качестве средней величины массовой скорости истечения в напорном режиме (до момента закрытия запорной арматуры). Расчет режимов истечения в безнапорном режиме производится с учетом реального профиля трассы, из обоих концов поврежденного участка трубопровода.</p> <p>Изменение расхода насосов при снижении напора может оказать влияние только на короткий участок трассы вблизи (на расстоянии нескольких сот метров) от насосной станции, что обусловлено следующими соображениями. Так как нефть не является абсолютно несжимаемой жидкостью, скорость звука в ней конечна и составляет около 1200 м/с. Никакие процессы в нефтепроводе, включая движение волны давления или массоперенос, не могут идти с пространственной скоростью, превышающей скорость звука. Это означает, что в течении нескольких первых минут после начала аварии, до момента достижения насосной станции волны давления от разрыва трубопровода, подающие насосы работают в штатном режиме. Как только волна давления достигает насосной станции, система обнаружения утечек идентифицирует аварию и дает команду на останов транспортировки и перекрытие арматуры. Характерное время этого процесса – 1-1.5. минут. Даже если происходит изменение расхода насосов, вследствие относительно малой скорости массопереноса продукта (до нескольких метров в секунду), в самом месте разрыва никаких изменений не будет (изменения расхода просто не успеет достигнуть места разрыва, запорная арматура будет перекрыта раньше).</p> <p>В текст отчета будет внесена поправка о принятых допущениях при расчетах массы вылившейся нефти.</p>	
41.	<p>В разделе 4.2.4 (стр. 362) в отношении аварий на нефтепроводах присутствуют два утверждения:</p>	<p>Замечание не принято. Все известные случаи гибели людей от пожара на нефтепроводе</p>	<p>Замечание остается в силе</p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>- «поскольку люди имеют возможность покинуть место аварии, при анализе риска считается маловероятной и не учитывается возможность гибели людей от пожара разлива»;</p> <p>- «взрыв или пожар-вспышка паровоздушного облака маловероятны и не учитываются в расчетах риска».</p> <p>Их этих утверждений следует, что для людей нефтепроводы не представляют никакой опасности, и гибель человека при авариях на нефтепроводах исключена. Такой вывод противоречит имеющимся данным по гибели людей, в том числе и данным, приведенным в рассматриваемом документе.</p> <p>Нельзя согласиться и с методологическим подходом, который довольно часто используется в рассматриваемом документе и который может быть проиллюстрирован на примере вышеприведенного рассуждения. Логика формирования выводов такова: сначала без всяких количественных оценок делается заявление «такое-то событие/фактор/явление/... маловероятно», а затем исходя из этой ничем не подтвержденной маловероятности делается вывод «исключить такое-то событие/фактор/явление/... из рассмотрения».</p> <p>С точки зрения научной аккуратности все должно быть наоборот: сначала должны быть проведены расчеты, результатом которых и будут количественные показатели риска, а потом уже на основе этих показателей можно сделать вывод о приемлемости или неприемлемости соответствующего уровня опасности. Только результаты расчетов могут показать ожидаемую вероятность и подтвердить «маловероятность».</p>	<p>связаны с грубым нарушением правил производства ремонтных работ персоналом, обслуживающим трубопровод, население при этом не страдает.</p> <p>Не учет возможности взрывов паровоздушных облаков от стабилизированной нефти уже обсуждался при ответе на замечание 12 и 34.</p> <p>В текст отчета (подраздел 2.2.2) внесено дополнительное обоснование не учета возможности образования ТВС</p>	
42.	<p>По разделу 4.3 (стр. 363) имеются следующие замечания:</p> <p>- отсутствует ссылка на источник данных по вероятностям;</p> <p>- отсутствуют данные по вероятностям для дерева событий на многофазном трубопроводе;</p> <p>- в таблицах 4.3.0.0–01, 4.3.0.0–02 приводятся вероятности взрыва облаков метана, согласно этим данным облако метана может взрываться в 60% случаев (в остальных 40% происходит горение со сравнительно небольшой скоростью); на наш взгляд это существенно (в десятки раз) завышенная вероятность;</p> <p>- в таблицах 4.3.0.0-01, 4.3.0.0-02 приведена вероятность взрыва облаков метана, непонятно, почему зависимость этой величины от размера отверстия носит немонотонный характер (при полном разрыве 54%, при разгерметизации средних размеров - 60%);</p>	<p><u>Замечание не принято</u></p> <p>Условные вероятности воспламенения, приведенные в разделе 4.3 (стр.363) взяты из СТУП АР [1,2].</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>- в таблицах 4.3.0.0–01, 4.3.0.0-03 при задании вероятности воспламенения не учитывается тот факт, что, вообще говоря, вероятность воспламенения с задержкой напрямую зависит от наличия вблизи места аварии потенциальных источников инициирования; как правило, при анализе риска эта вероятность берется больше вблизи мест сближения трубопроводов с дорогами, вблизи населенных пунктов, мест антропогенной активности, и соответственно ее величина полагается меньшей в безлюдных местах;</p> <p>- в таблице 4.3.0.0–03 приводятся вероятности ветвления «дерева событий» для аварий на нефтепроводе в зависимости от интенсивности выброса (кстати, почему-то для полного разрыва трубопровода эта величина не определена); для нефтепроводов более правильно строить подобные корреляции в зависимости от площади пролива, а не от интенсивности; действительно, продолжительный выброс с малой интенсивностью безусловно более опасен более интенсивного, но кратковременного выброса (такие выбросы могут иметь место вблизи перевальных точек или задвижек).</p>		
43.	<p>В разделе 4.4 на стр. 364 говорится, что в качестве критерия поражения ударной волной используются избыточное давление и импульс положительной фазы ударной волны взрыва, однако далее по тексту используется лишь величина избыточного давления.</p>	<p><u>Замечание принято</u> Из текста удалено упоминание импульса положительной фазы ударной волны</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>
44.	<p>В разделе 4.4 (стр. 364) отсутствуют критерии поражения человека с вероятностью более 10% на открытом пространстве. Более того, в качестве критерия поражения человека на открытом пространстве вместо общепринятых и проверенных уровней вводится без достаточной аргументации следующее «правило» - «вероятность смертельного исхода от взрыва для людей вне помещений составляет 10% от значений в помещении». Отсутствие четко прописанных критериев поражения ударной волной негативным образом сказывается на достоверности показателей риска; действительно, сколько человек гибнет внутри круга с границей 9%-го смертельного исхода: 100%, 50% или 9% людей?</p>	<p><u>Замечание не принято</u> Не существует общепринятых «универсальных» критериев гибели людей от ударной волны на открытом пространстве. Например, в документе РД 03-409-01 (Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей) одновременно представлены пробит-функции для определения вероятности «длительной потери управляемости у людей (состояние нокдауна)», «вероятности разрыва барабанных перепонок», «вероятности отброса людей волной давления», которые, очевидно, не могут служить надежной характеристикой именно гибели людей. Этим обусловлен фактический неучет в документе СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003 возможности гибели людей от быстрого расширения газа при разрыве газопровода на полное сечение. В этих условиях критерии гибели людей, представленные в</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
		отчете (9%- и 5%- вероятность гибели от быстрого расширения газа при разрыве газопровода) являются консервативными и не занижают уровня риска.	
45.	В разделе 4.4.1 (стр. 366) сообщается, что все расчеты взрывов/горения дрейфующих облаков с использованием программного пакета ALOHA дают максимальные давления не выше 6,5 кПа. Выше в рассматриваемом отчете указывалось, что более половины всех сценариев с возгоранием дрейфующего облака на газопроводах сопровождается взрывами. Необходимо уточнить трактовку понятий «взрыв» и «ускорение пламени». Кроме того, известно, что при взрывах газовоздушных облаков реализуются давления до нескольких атмосфер. Таким образом, можно сделать вывод, что программный комплекс ALOHA дает неверные результаты (возможно просто из-за недостаточной подготовленности пользователя).	<u>Замечание не принято.</u> Как отмечено в отчете, взрывные превращения облака метана в условиях слабозагрожденного пространства происходят, по дефлаграционному (не детонационному!!) механизму. Указанные экспертами давления соответствуют детонации газа в замкнутом пространстве и не применимы в данных условиях.	<u>Замечание остается в силе</u>
46.	В разделе 4.4.1 (стр. 367) при расчете рассеяния дрейфующих облаков для того, чтобы учесть фактор уменьшения интенсивности истечения газа от времени при полном разрыве газопровода, расход принимался соответствующем 300-й секунде после начала истечения, что, как отмечено в рассматриваемом отчете, соответствует средней скорости истечения газа при разрыве газопровода. Это явно заниженный расход, поскольку за 300 секунд облако может пройти расстояние от нескольких сот метров до нескольких километров. Понятно, что в такой ситуации оценивать зону по расходу на 300-й секунде – это заведомое занижение размеров зон поражения. Факт такого занижения признается и в рассматриваемом документе, где на стр. 367 говорится, что через 5-10 минут после разрыва «возможные дистанции поражения ... значительно снижаются».	<u>Замечание не принято.</u> Истечение газа при полном разрыве газопровода на уровне, соответствующем 300-й секунде, соответствует средней скорости истечения за 15 минут с момента начала аварии. Данная величина консервативно соответствует времени полного перекрытия арматуры на изолируемом участке газопровода. После перекрытия арматуры скорость истечения резко падает (даже по сравнению с общим снижением интенсивности истечения из всего газопровода). Поэтому величина усредненной интенсивности утечки за этот период представляется надежной оценкой для расчета размеров пожароопасного облака и не приводит к «заведомому занижению размеров зон поражения». Тем более, никакого якобы признания факта «занижении размеров зоны» в самом отчете нет.	<u>Замечание остается в силе</u>
47.	В разделе 4.4.1 (стр. 367-368) для зон поражения, описываемых «в соответствии с лучшей мировой практикой» сопряженными эллипсами, не указана ориентация осей. Например, куда должна быть направлена большая ось эллипсов при струйном пожаре на газопроводе: вдоль оси газопровода, поперек оси или под некоторым углом?	<u>Замечание не принято.</u> Детальное описание сценариев, которое помимо прочего содержит и информацию по направлению осей эллипсов для указанных сценариев, содержится в СТУП АР [2].	<u>Замечание остается в силе</u>
48.	В разделе 4.4.1 отсутствует описание способа определения массы опасного вещества, участвующего в создании поражающего фактора. В результате	<u>Замечание не принято.</u> Очевидно, что искусственная характеристика - «масса опасного	<u>Замечание остается в силе</u>

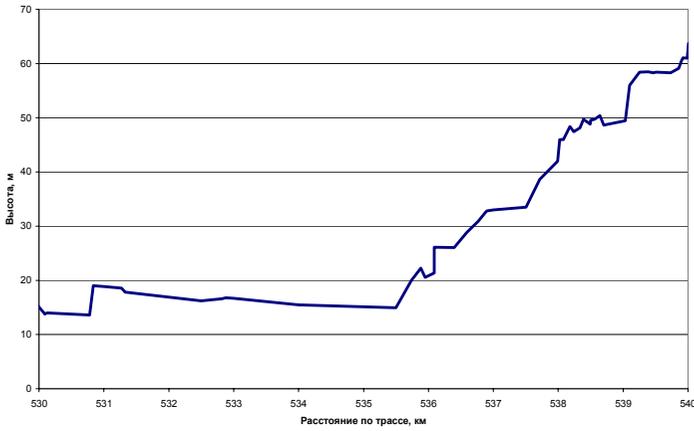
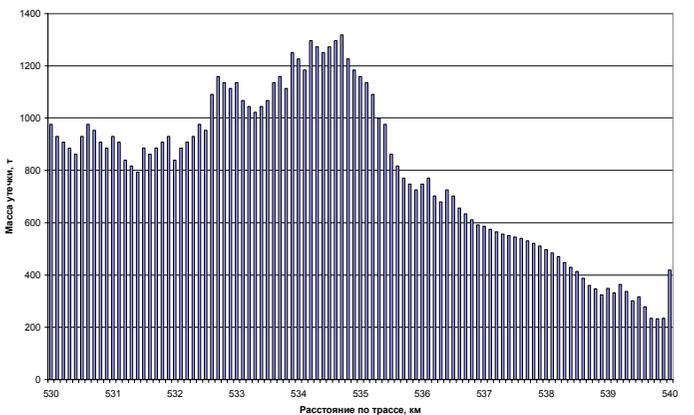
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>многие цифры вызывают сомнения, например, почему при горении струй в создании поражающего фактора участвует 2,762 т, а при пожаре в котловане 5,524 т (табл. 4.4.1.0-01, стр. 520), хотя с точки зрения физики это совершенно одинаковые процессы. Непонятно и почему лишь 2,762 или 5,524 т из 124,7 т участвуют в горении, т.е. в создании поражающего фактора. Это замечание справедливо и в отношении других процессов: расширении газа, пожара-вспышки.</p>	<p>вещества, участвующего в создании поражающего фактора» - не может характеризовать такой процесс, как струйное горение, поскольку мера опасности зависит от расхода газа. Так же это справедливо и для случая дрейфа облака, поскольку одновременно идут процессы истечения, дрейфа и рассеяния. Указанные в таблицах 4.4.1.0 величины соответствуют количеству одновременно горящего газа (или участвующего во взрывном превращении облака газа), следовательно, при горении одной (из двух) струи эта величина в два раза меньше суммарной (при пожаре в котловане). Очевидно, что не вся масса газа, вышедшая в процессе аварии из газопровода, участвует в создании поражающего фактора, поскольку либо этот процесс растянут во времени (струйное горение), либо к моменту взрыва облака часть газа безопасно рассеялась.</p>	
49.	<p>В разделе 4.4.1 в табл. 4.4.1.0-01 (например, на стр. 520), приведены зоны поражения ударной волной. Эти зоны в некоторых случаях смещены от места выброса. Почему?</p>	<p><u>Замечание принято.</u> Имела место опечатка. В текст таблицы внесены соответствующие исправления</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>
50.	<p>В разделе 4.4.1 в табл. 4.4.1.0-01 (например, на стр. 520), для струйного горения зоны поражения ориентированы лишь в одну сторону от места выброса. Это неверно, поскольку, во-первых, излучение может поражать во всех направлениях, и, во-вторых, при струйном горении имеет место две струи, что не нашло своего отражения в геометрии приведенных зон поражения.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> В указанных таблицах представлены исключительно РАЗМЕРЫ зон поражения, в том числе и от струйного горения. При расчетах рисков учитывалась также реальная ориентация этих зон, а также факт истечения струй одновременно из обоих концов поврежденного газопровода. Более детальные разъяснения к данному вопросу представлены в Пояснительной записке к настоящему Протоколу.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>
51.	<p>Выше в экспертизе уже отмечалось, что неясно, какие процессы учитывались при моделировании дрейфа взрывоопасного облака метана при аварии. Видимо, нереалистичность модели, в частности неучет фазы струйного течения газа, при которой природный газ разбавляется за счет эжекционного эффекта, привела к абсурдным результатам. В табл. 4.1.2.0-04 для выброса в инверсионных условиях (1.5F) взрывоопасное облако уносит на расстояние 5307,9 м (стр. 768). При этом полуширина взрывоопасного облака составляет всего лишь 60 м! Это физически невозможно, о чем сказано в стандарте ОАО Газпром [31]. Практически на расстоянии длины струевого пламени, для 48”</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> В СТУП АР представлено описание расчетных моделей (см ответ на замечание 38). Что касается ссылки на «стандарт» ОАО Газпром [31] то там, фактически, никакого влияния дрейфа облака (даже на 400 м!) в расчетах риска не учитывается, поэтому ссылка на реалистичность какой бы то ни было модели неправомерна.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	газопровода это ~400 м концентрация газа составляет около 5 об. %. Дальнейший перенос облака практически не несет опасности. Аналогичные ошибки присутствуют при описании всех сценариев рассеяния аварий на всех газопроводах.		
52.	Выше в экспертизе уже отмечалось, что при выборе скорости выброса из газопровода сделаны слишком грубые допущения. В результате в табл. 4.1.2.0-04 при моделировании фактически одной аварии – полный разрыв газопровода - присутствует по три величины расхода. Например, на стр. 767 для полного разрыва газопровода 48” приведены расчеты различных ситуаций с расходами 1023, 3816 и 7633 кг/с. Аналогичные ошибки присутствуют при описании всех сценариев полного разрыва на всех газопроводах. Т.о., расчет зон дрейфа при полном разрушении газопровода производился с заведомо заниженными расходами газа в выбросе.	<u>Замечание не принято.</u> «Ошибок» в указанных величинах расхода нет. При расчетах размеров дистанций поражения от пожаров в котловане принимались интенсивности истечения из всего газопровода на 60-й секунде после начала аварии. При расчетах размеров дистанций поражения от струйного горения из ОДНОЙ части поврежденного газопровода принималась половина интенсивности полного истечения из всего газопровода на 60-й секунде после начала аварии. При расчетах размеров дистанций поражения от пожара-вспышки или взрыва газовоздушного облака принималась интенсивность полного истечения из всего газопровода на 300-й секунде после начала аварии. Более детальные разъяснения к данному вопросу представлены в Пояснительной записке к настоящему Протоколу.	<u>Замечание остается в силе</u>
53.	Отсутствие описания методики расчета объема выбросов на нефтепроводе порождает сомнения относительно достоверности полученных результатов в части объемов утечек нефти, что показала и выборочная проверка приведенных в разделе 4 объемов стока. Действительно, на рис. 2 и 3 приведены фрагмент профиля трассы нефтепровода 24” (согл. данным табл. 3.2.1.0-1.7, стр. 151) и объемы максимальных утечек на нем (согл. данным 4.4.2.0-04, стр. 1616). Из рис. 2. и 3 видно, что участок с 536,1 км по 538,1 км представляет собой монотонный спуск, поэтому при аварии на полный разрыв разница в объемах утечки в этих двух точках будет составлять количество нефти заключенное в трубе длиной 2 км, т.е. около 480 т, однако в отчете разница в массе утечек составляет около 286 т.	<u>Замечание не принято.</u> Приведенные экспертами оценки сильно завышены. Безосновательно предполагался сток всего содержимого 2-х км трубопровода без учета рельефа, что принципиально неверно. Детальный анализ высотного профиля данного участка показал, что существенная часть данного участка трубопровода стока не дает. Вероятнее всего, разночтения возникли из-за представления высотного профиля в отчете с шагом не менее 100 м, в то время как расчет проводился по значительно более подробному (с шагом местами порядка 1 м) высотному профилю. Проверочный расчет с учетом рельефа данного участка представлен в приложенном XLS-файле. Результаты проверочного расчета очень хорошо согласуются с представленными в отчете данными (271 т и 286 т соответственно).	<u>Замечание остается в силе</u>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	 <p>Рис.2 – Фрагмент профиля трассы нефтепровода 24”</p>  <p>Рис.3 – Объемы максимальных утечек на трассе нефтепровода 24”</p>		
54.	Не проведен анализ риска аварий на отводах от газопровода (всего отводов – 8).	Замечание не принято. Протяженность отводов не превышает 15 м. При этом отводы	Ответ принят

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
		заглушены. В связи с чем, их наличие не влияет на уровень рисков.	
55.	<p>В разделе 5 (стр. 1735) говорится, что «возможные неточности, представленные в данном отчете [в части анализа риска], частично скомпенсированы консервативностью большинства использованных при анализе риска предположений и допущений». Это не соответствует действительности. Например, ряд допущений привел к фактическому исключению из анализа риска нефтепроводов (с точки зрения опасности для человека).</p> <p>Проведенный анализ представленного отчета показал, что неправомерно сделанные в нем предположения и допущения фактически привели к занижению показателей риска для рассматриваемого объекта, в частности, в отношении газопровода за счет:</p> <ul style="list-style-type: none"> - принятия заниженных значений аварийности на газопроводах, которые практически на два порядка ниже регистрируемых на аналогичных объектах; - занижением в ряде случаев значений интенсивности истечения газа, принимаемых при оценке риска; - занижением размеров зон поражения от струйного пожара; - необоснованным отказом от рассмотрения вклада в показатели риска осколочного поражения и поражения от волны сжатия, образующейся в момент аварии при расширении газа. <p>Т.о. конечные реальные показатели риска могут быть занижены в 10-100 раз.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>Все допущения, представленные в отчете, имеют обоснование в отчете, либо в СТУП АР, выполнены с учетом консервативного подхода, в том числе, по всем позициям, перечисленным экспертами, о чем были даны соответствующие разъяснения в ответах на предыдущие замечания.</p> <p>Обоснование зон поражения представлено в Пояснительной записке к настоящему протоколу.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>
56.	<p>Уточнить понятие «максимальный индивидуальный риск» и как он соотносится с потенциальным риском.</p>	<p>«Максимальный индивидуальный риск» принимается на границе населенного пункта и соответствует максимальному потенциальному риску для данного населенного пункта, при условии, что человек находится в данной точке в течение 100% времени.</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>
57.	<p>В табл. с показателями риска на с. 1746 опечатка: размерность коллективного риска должна быть чел./год, а не 1/год.</p>	<p><u>Замечание принято частично.</u></p> <p>Размерность коллективный риск по всему тексту отчет исправлена на погибших/год, что соответствует размерности, приведенной в СТУП АР.</p> <p>В текст отчета внесены исправления</p>	<p><u>Ответ принят</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
58.	Название пункта не соответствует действующему законодательству. Согласно Закон РФ от 10.01.2002 N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" возможен лишь вред окружающей среде. При загрязнении окружающей среды ущерб причиняется природопользователю. Кроме того, в разделе идет речь не о штрафах, а о платах за сверхнормативное загрязнение. Собственно штрафы отсутствуют.	<u>Замечание не принято.</u> Название раздела соответствует техническому заданию и не регламентируется законодательством.	<u>Замечание остается в силе</u>
59.	<p>В преамбуле неверно указано Постановление Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344 (в ред. постановления Правительства РФ от 01.07.05 № 410), как регламентирующее порядок расчета ущерба окружающей среде.</p> <p>Порядок определения платы и ее предельных размеров за загрязнение окружающей природной среды, размещение отходов, другие виды вредного воздействия регламентируется другим документом, а именно - постановлением Правительства РФ от 28.08.92 N 632 (с изменениями на 12 февраля 2003 года).</p> <p>По этой причине принципиально неверно оценен ущерб окружающей среде при аварийных разливах нефти.</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> Раздел 5.5 указывает порядок (алгоритм) расчета платы за загрязнение окружающей среды – плата «получается путем умножения соответствующих ставок» (нормативов) [значение норматива – из Постановления 344] на 5 [коэффициент 5 – из Постановления 632]. Для инженера существенен норматив – [Постановление 344] их дает для более 370 веществ, 12 территорий и 114 бассейнов, но не коэффициент – он один [Постановление 632] Слово «регламентировать» не обязательно имеет в инженерном Отчете смысл «законодательно устанавливать», в данном Отчете оно имеет смысл «определяет существенную часть алгоритма»</p> <p>Утверждение правильное, тривиальное и используется в Отчете.</p> <p>Неверен вывод, делаемый авторами замечания (вывод содержит очевидную логическую ошибку). Расчет платы, представленный в Отчете, сделан корректно.</p>	<u>Замечание остается в силе</u>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	Согласно Отчету получается, что в целях охраны окружающей среды Российской Федерации компания Сахалинская Энергия должна обеспечить немедленное возгорание аварийного разлива нефти, т.к. в этом случае удельный ущерб на тонну разлившейся нефти, согласно Отчету, снижается почти в 100 раз. Если такая «экологическая польза» не противоречит экологической политике компании Сахалинская Энергия, то в соответствующем разделе Отчета о мерах по снижению риска аварий, обеспечения промышленной и экологической безопасности, ликвидации и локализации ЧС должны быть мероприятия по организации вдольтрассовых источников зажигания.	Поскольку «вопрос» (на самом деле – утверждение) не связан с Отчетом, отвечать на него не требуется.	
60.	<p>К видам негативного воздействия на окружающую среду Закон РФ от 10.01.2002 N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды" (статья 16) относит:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ и иных веществ - сбросы загрязняющих веществ, иных веществ и микроорганизмов в поверхностные водные объекты, подземные водные объекты и на водосборные площади - загрязнение недр, почв - размещение отходов производства и потребления - загрязнение окружающей среды шумом, теплом, электромагнитными, ионизирующими и другими видами физических воздействий - иные виды негативного воздействия на окружающую среду. <p>В Отчете проведена оценка лишь по первому пункту, и то неверно (см. замечание выше).</p> <p>Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты фактически не оценены – ничем не отличаются от выбросов в атмосферный воздух (см. табл. 5.5.0.0 и 4.5.2.0).</p>	<p><u>Замечание не принято.</u> Утверждение правильно и тривиально.</p> <p>Плата за этот вид негативного воздействия корректно рассчитана в Отчете</p> <p>Плата за этот вид негативного воздействия корректно рассчитана в Отчете</p> <p>[Постановление 632] НЕ РЕГЛАМЕНТИРУЕТ загрязнение недр и почв.</p> <p>Аварии на береговых трубопроводах не являются размещением отходов производства и потребления</p> <p>Авторам отчета не известны нормы регламентирующие штрафные санкции в отношении вышеперечисленных факторов при авариях на трубопроводах</p> <p>Аварии на береговых трубопроводах не являются иными видами негативного воздействия на окружающую среду</p> <p>Утверждение неверно, поскольку по первому и второму пунктам плата за этот вид негативного воздействия корректно рассчитана в Отчете (смотри ответы на замечание 59), а остальные виды негативного воздействия не создаются авариями на береговых трубопроводах</p> <p>Утверждение ничем не обоснованно и неверно</p>	<p align="center"><u>Замечание остается в силе</u></p>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	Согласно п. 4.5.2 и Приложению 4 табл.4.5.2.0 нефтепровод водные преграды не пересекает.	Утверждение ничем не обоснованно и неверно	
	Поэтому в п. 4.5.2 ошибочно утверждается, что «места пересечения водных преград не следует относить к наиболее уязвимым».	Утверждение в пункте 4.5.2 никак не связано с данными, представленными в Приложении 4 табл.4.5.2.0, и поэтому утверждение неверно	
	Мировая и отечественная практика свидетельствует об обратном. Все наиболее тяжелые по экологическим последствиям аварии на нефтепроводах связаны именно с водными объектами (например, на р. Белая).	Утверждение правильно и тривиально.	
	Представленные в отчете расчеты и выводы в части обеспечения экологической безопасности поверхностны, безосновательны и существенно занижают степень опасности береговых сооружений в этой части.	Данное замечание в целом не обоснованно и не учитывает реальных данных, представленных в отчете.	
	Необходимо оценить воздействия на окружающую среду в штатных и аварийных ситуациях в строгом соответствии с действующим российским законодательством, что в представленном Отчете полностью отсутствует .	Утверждение в части «полностью отсутствуют» не обосновано, не вытекает из предыдущих утверждений и неверно. Воздействие на окружающую среду в Отчете оценено и представлено надлежащим образом	
61.	В Отчете по анализу риска береговых сооружений как таковой отсутствует анализ экологического риска БТ. Название отчета не в полной мере соответствует его содержанию.	<u>Замечание не принято.</u> В Отчете представлен расчет ущерба (платы за загрязнение) при выбросах в атмосферу загрязняющих веществ и сброса загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты. Других видов вредного воздействия на окружающую природную среду аварии на береговых трубопроводах, как показано в Отчете, не оказывают. Таким образом, Отчет корректно и полно дает анализ воздействия на окружающую среду (экологию), в том числе и математическое ожидание потерь (риска). Это и является анализом экологического риска. Утверждение ничем не обосновано.	<u>Замечание остается в силе</u>
62.	В отчете не рассмотрены опасности, связанные с последовательным (поэтапным) вводом в эксплуатацию БТ: не проведена сравнительная оценка риска при эксплуатации трубопроводов с ДНКС-2 и без нее; влияние параметров управления (дистанционное, ручное и т.д.) запорной арматурой.	<u>Замечание не принято.</u> Данные расчеты не входят в объем работ.	<u>Ответ принят</u>
63.	В Отчете проделано принципиально неверное сравнение с критериями приемлемого пожарного риска, установленного ГОСТ Р 12.3.047-98 и, соответственно, сделаны необоснованные выводы об обеспечении безопасности БТ.	<u>Замечание не принято.</u> Данное замечание не обоснованно и не учитывает реальных данных, представленных в отчете. Утверждение ничем не обосновано и неверно.	<u>Замечание остается в силе</u>

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 к Заключению экспертизы промышленной безопасности на отчет
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

№	Замечание	Ответ ТАУ	Принятое решение
	<p>В соответствии с ГОСТ Р 12.3.047-98 и п.3.5.1 СТУП АР при проведении количественной оценки риска в целях сравнения с вышеприведенными критериями приемлемости необходимо обязательное использование «Метода определения уровня обеспечения пожарной безопасности людей» [ГОСТ 12.1.004-91] «Методики оценки пожарной безопасности технологических процессов» [ГОСТ Р 12.3.047-98].</p> <p>Только в этом случае может быть обеспечена необходимая точность и достоверность получаемых количественных оценок риска для целей сравнения с критериями приемлемости.</p> <p>В отчете данные методики проигнорированы вопреки СТУП АР, а использованные методики не пригодны для сравнения с критериями приемлемости пожарного риска.</p> <p>Изложенные в п.7 Отчета выводы о приемлемости риска для населения и персонала полностью недостоверны в части сравнения с критериями пожарного риска.</p>	<p>СТУП АР (утвержденный ГУ ГПС МЧС России) устанавливает порядок количественной оценки пожарного риска. Поэтому утверждение необходимости обязательного использования ГОСТ неверно.</p> <p>Данное замечание не обоснованно и не учитывает реальных данных, представленных в отчете.</p> <p>Утверждение не имеет отношения к Отчету. Характеристикой Отчета является не игнорирование СТУП АР, а надлежащее его выполнение</p> <p>Утверждение необоснованно и неверно</p> <p>Утверждение никак не связано с предыдущими, из них не вытекает, и является неверным. Утверждение не обоснованно и не учитывает реальных данных, представленных в отчете.</p>	
64.	<p>Обязательное сравнение с установленным СТУП АР критериями приемлемости риска аварий на магистральных нефтепроводах отсутствует (п.3.5.1 СТУП АР).</p>	<p><u>Замечание не принято.</u></p> <p>В Отчете приводится сравнение полученных значений риска с устанавливаемыми СТУП АР критериями приемлемости риска и делается корректный вывод о том, что риск БТ приемлем.</p>	<p><u>Замечание остается в силе</u></p>

ЗАО «ТАУ»

Черноплеков А.Н.

АНО «Агентство исследований промышленных рисков»



Лисанов М.В.

ООО «Старстрой»

Голубцова О.Г.

«Сахалин Энерджи»



Карамян.С.Ю.

Пояснительная записка
(к пунктам 50, 52, 55 Протокола учета замечаний «Заключения экспертизы промышленной безопасности на отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, Стадия 2 ООО «Старстрой» от 30 марта 2007 г.).

Расчеты уровней потенциального риска на оси газопровода и характерных размеров зон поражения от пожаров в котловане при авариях на газопроводе 48”.

1. Введение

На совещании, состоявшемся 4 апреля 2007 г., с участием специалистов СЭИК, МГУ, НТЦ «Промышленная безопасность», ТАУ, посвященном обсуждению замечаний к отчету «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» (документ 5600-С-90-01-Т-0197-00) [1] были выдвинуты сомнения в:

- достоверности представленных в [1] результатов расчета уровня потенциального риска от аварий на газопроводе 48” (сомнения основаны на результатах оценки уровня потенциального риска на оси газопровода от пожаров при полном разрыве газопровода);
- достоверности представленных в [1] результатов расчета размера зон поражения от сценария аварии «пожар в котловане» при полном разрыве газопровода 48”.

В настоящей Пояснительной записке представлено детальное сравнение аналитического и численного решений задачи расчета уровня потенциального риска на оси газопровода.

В Пояснительной записке также представлено сравнение рассчитанных в [1] размеров зон поражения от «пожара в котловане» с результатами аналогичных расчетов, подготовленных специалистами ВНИИГАЗ в работе [2].

Представленные результаты количественно подтверждают достоверность расчетов представленных в Отчете [1].

2. Исходные данные

В отчете [1] представлены все необходимые параметры расчетов и коэффициенты, дающие возможность независимой оценки полученных результатов.

В перечень существенных данных, имеющих отношение к предмету настоящей Пояснительной записки, включены:

2.1. Критерии поражения от теплового излучения при пожаре (раздел 4.4 Отчета [1]):

- 90-процентная вероятность гибели: 39 кВт/м²
- 50-процентная вероятность гибели: 26,7 кВт/м²
- 1-процентная вероятность гибели: 15,77 кВт/м².

2.2. Деревья событий при авариях на газопроводе при утечках (Рис.1) и при разрыве на полное сечение (Рис.2) (раздел 4.2.2 Отчета [1]):

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»



Рис.1 Дерево событий при авариях на газопроводе при утечках.

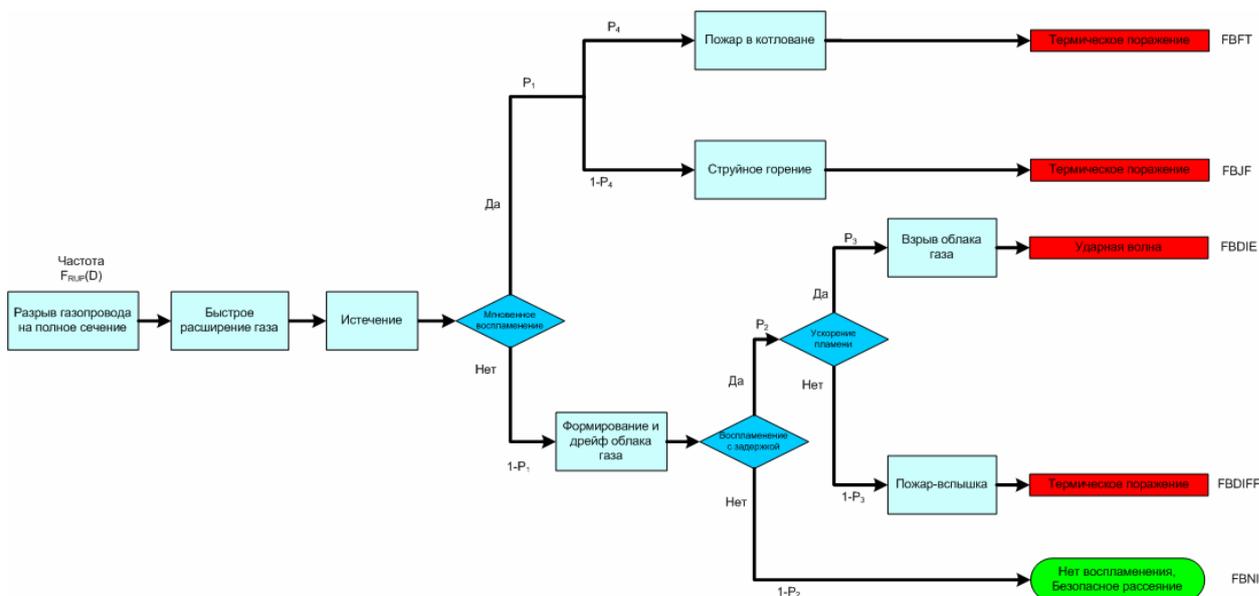


Рис.2 Дерево событий при авариях на газопроводе при разрыве на полное сечение.

2.3. Вероятности воспламенения и видов пожаров (соответствуют деревьям событий Рис.1 и Рис.2) (раздел 4.3 Отчета [1]):

Вероятность раннего воспламенения P_1	Вероятность задержки воспламенения, P_2	Вероятность ускорения пламени P_3	Соотношение сценариев горения из общего числа аварий с возгоранием газа	
			«пожар в котловане» вероятность P_4	«струйное горение» вероятность $(1-P_4)$
0,4	0,24	0,54	0,3	0,7

2.4. Частоты разгерметизации для нормального класса безопасности газопровода 48'' (раздел 4.1.2 Отчета [1]):

Размер эквивалентного отверстия	Частота повреждений, 1/(год*км)
12,5 мм	9.74E-6
25 мм	4.35E-6
50 мм	1.94E-6
100 мм	1.4E-6
Полный разрыв	1.74E-6

2.5. Рассчитанные размеры зон поражения для газопровода 48'' (на примере участка газопровода от КП 87.786 до КП 103.609) (раздел 4.4.1 Отчета [1]):

От КП 87.786 до КП 103.609

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Иницирующее событие	Массовая скорость истечения, кг/с	Атмосферные условия	Сценарий аварии	Поражающий фактор	Размеры зоны поражения, м				Вероятность гибели в зоне поражения
					d	c	s	m	
Разрыв на полное сечение	н/п	н/п	Быстрое расширение газа	Ударная волна	29.9	29.9	-29.9	0	0.09
Разрыв на полное сечение	н/п	н/п	Быстрое расширение газа	Ударная волна	43.5	43.5	-43.5	0	0.05
Разрыв на полное сечение	4231.64	н/п	Струйное горение	Термическое поражение	451.9	113.5	0.0	423.3	0.9
Разрыв на полное сечение	4231.64	н/п	Струйное горение	Термическое поражение	486.6	113.5	0.0	423.3	0.5
Разрыв на полное сечение	4231.64	н/п	Струйное горение	Термическое поражение	563.0	113.5	0.0	423.3	0.01
Разрыв на полное сечение	8463.28	н/п	Пожар в котловане	Термическое поражение	177.1	177.1	-177.1	0.0	0.9
Разрыв на полное сечение	8463.28	н/п	Пожар в котловане	Термическое поражение	231.1	231.1	-231.1	0.0	0.5
Разрыв на полное сечение	8463.28	н/п	Пожар в котловане	Термическое поражение	324.1	324.1	-324.1	0.0	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	A1	Пожар-вспышка	Термическое поражение	960.3	93.5	0.0	589.9	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	B2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	799.7	62.8	0.0	503.4	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	C2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	1237.6	61.2	0.0	783.6	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	C5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	816.4	40.4	0.0	475.8	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	D3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	1621.4	59.0	0.0	952.7	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	D5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	1242.5	41.2	0.0	709.3	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	D7	Пожар-вспышка	Термическое поражение	1043.3	34.0	0.0	604.5	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	E3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	3932.6	82.1	0.0	2093.6	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	F1.5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	8341.9	91.8	0.0	4474.6	1
Разрыв на полное сечение	2121.26	A1	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	964.1	206.5	0.0	593.3	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	B2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	871.8	173.5	0.0	505.8	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	C2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	1325.5	219.8	0.0	785.6	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	C5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	871.0	131.3	0.0	458.3	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	D3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	1634.6	200.9	0.0	937.8	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	D5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	1277.6	151.4	0.0	709.3	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	D7	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	1051.7	149.8	0.0	604.5	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	E3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	4033.5	257.7	0.0	1979.8	0.01
Разрыв на полное сечение	2121.26	F1.5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	8198.7	398.6	0.0	3973.7	0.01
100 мм	96.70	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	9.6	9.6	-9.6	0.0	0.9
100 мм	96.70	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	28.0	28.0	-28.0	0.0	0.5
100 мм	96.70	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	58.8	58.8	-58.8	0.0	0.01
100 мм	96.70	н/п	Горизонтальный	Термическое	99.7	25.0	0.0	93.4	0.9

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Иницирующее событие	Массовая скорость истечения, кг/с	Атмосферные условия	Сценарий аварии	Поражающий фактор	Размеры зоны поражения, м				Вероятность гибели в зоне поражения
					d	c	s	m	
			факел	поражение					
100 мм	96.70	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	107.3	25.0	0.0	93.4	0.5
100 мм	96.70	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	124.2	25.0	0.0	93.4	0.01
100 мм	96.70	A1	Пожар-вспышка	Термическое поражение	239.3	22.6	0.0	142.5	1
100 мм	96.70	B2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	187.3	14.3	0.0	114.3	1
100 мм	96.70	C2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	264.2	12.7	0.0	162.2	1
100 мм	96.70	C5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	171.6	8.6	0.0	101.6	1
100 мм	96.70	D3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	327.5	12.2	0.0	197.2	1
100 мм	96.70	D5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	249.4	8.8	0.0	151.4	1
100 мм	96.70	D7	Пожар-вспышка	Термическое поражение	212.0	6.8	0.0	121.3	1
100 мм	96.70	E3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	599.7	16.5	0.0	420.2	1
100 мм	96.70	F1.5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	1229.6	15.7	0.0	723.6	1
100 мм	96.70	A1	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	240.2	49.9	0.0	143.3	0.01
100 мм	96.70	B2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	204.2	39.4	0.0	114.9	0.01
100 мм	96.70	C2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	283.0	45.5	0.0	162.6	0.01
100 мм	96.70	C5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	183.1	28.0	0.0	97.8	0.01
100 мм	96.70	D3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	330.1	41.6	0.0	194.1	0.01
100 мм	96.70	D5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	256.5	32.3	0.0	151.4	0.01
100 мм	96.70	D7	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	213.7	30.1	0.0	121.3	0.01
100 мм	96.70	E3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	615.1	51.7	0.0	397.4	0.01
100 мм	96.70	F1.5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	1208.5	91.9	0.0	687.7	0.01
50 мм	24.18	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	5.5	5.5	-5.5	0.0	0.9
50 мм	24.18	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	16.1	16.1	-16.1	0.0	0.5
50 мм	24.18	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	33.8	33.8	-33.8	0.0	0.01
50 мм	24.18	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	57.2	14.4	0.0	53.6	0.9
50 мм	24.18	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	61.6	14.4	0.0	53.6	0.5
50 мм	24.18	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	71.3	14.4	0.0	53.6	0.01
50 мм	24.18	A1	Пожар-вспышка	Термическое поражение	128.2	11.9	0.0	75.3	1
50 мм	24.18	B2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	97.6	7.3	0.0	58.8	1
50 мм	24.18	C2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	132.1	6.2	0.0	80.0	1
50 мм	24.18	C5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	85.2	4.3	0.0	50.8	1

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Иницирующее событие	Массовая скорость истечения, кг/с	Атмосферные условия	Сценарий аварии	Поражающий фактор	Размеры зоны поражения, м				Вероятность гибели в зоне поражения
					d	c	s	m	
50 мм	24.18	D3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	159.7	6.0	0.0	97.3	1
50 мм	24.18	D5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	121.3	4.4	0.0	75.7	1
50 мм	24.18	D7	Пожар-вспышка	Термическое поражение	103.7	3.3	0.0	59.0	1
50 мм	24.18	E3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	257.8	8.0	0.0	204.4	1
50 мм	24.18	F1.5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	520.6	7.1	0.0	319.3	1
50 мм	24.18	A1	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	128.7	26.4	0.0	75.8	0.01
50 мм	24.18	B2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	106.4	20.3	0.0	59.1	0.01
50 мм	24.18	C2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	141.5	22.4	0.0	80.2	0.01
50 мм	24.18	C5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	90.9	14.0	0.0	48.9	0.01
50 мм	24.18	D3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	161.0	20.5	0.0	95.7	0.01
50 мм	24.18	D5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	124.7	16.2	0.0	75.7	0.01
50 мм	24.18	D7	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	104.5	14.6	0.0	59.0	0.01
50 мм	24.18	E3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	264.4	25.2	0.0	193.3	0.01
50 мм	24.18	F1.5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	511.6	47.6	0.0	312.9	0.01
25 мм	6.04	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	3.2	3.2	-3.2	0.0	0.9
25 мм	6.04	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	9.2	9.2	-9.2	0.0	0.5
25 мм	6.04	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	19.4	19.4	-19.4	0.0	0.01
25 мм	6.04	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	32.9	8.3	0.0	30.8	0.9
25 мм	6.04	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	35.4	8.3	0.0	30.8	0.5
25 мм	6.04	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	41.0	8.3	0.0	30.8	0.01
25 мм	6.04	A1	Пожар-вспышка	Термическое поражение	68.7	6.3	0.0	39.8	1
25 мм	6.04	B2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	50.9	3.8	0.0	30.2	1
25 мм	6.04	C2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	66.1	3.1	0.0	39.4	1
25 мм	6.04	C5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	42.3	2.2	0.0	25.4	1
25 мм	6.04	D3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	77.9	3.0	0.0	48.0	1
25 мм	6.04	D5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	59.0	2.2	0.0	37.9	1
25 мм	6.04	D7	Пожар-вспышка	Термическое поражение	50.7	1.6	0.0	28.7	1
25 мм	6.04	E3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	110.8	3.9	0.0	99.4	1
25 мм	6.04	F1.5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	220.4	3.2	0.0	140.9	1
25 мм	6.04	A1	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	69.0	13.9	0.0	40.0	0.01

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Иницирующее событие	Массовая скорость истечения, кг/с	Атмосферные условия	Сценарий аварии	Поражающий фактор	Размеры зоны поражения, м				Вероятность гибели в зоне поражения
					d	c	s	m	
25 мм	6.04	B2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	55.5	10.4	0.0	30.4	0.01
25 мм	6.04	C2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	70.8	11.1	0.0	39.5	0.01
25 мм	6.04	C5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	45.1	7.0	0.0	24.5	0.01
25 мм	6.04	D3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	78.5	10.1	0.0	47.2	0.01
25 мм	6.04	D5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	60.7	8.1	0.0	37.9	0.01
25 мм	6.04	D7	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	51.1	7.1	0.0	28.7	0.01
25 мм	6.04	E3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	113.7	12.2	0.0	94.0	0.01
25 мм	6.04	F1.5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	216.6	24.6	0.0	142.4	0.01
12.5 мм	1.51	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	1.8	1.8	-1.8	0.0	0.9
12.5 мм	1.51	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	5.3	5.3	-5.3	0.0	0.5
12.5 мм	1.51	н/п	Вертикальный факел	Термическое поражение	11.1	11.1	-11.1	0.0	0.01
12.5 мм	1.51	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	18.9	4.7	0.0	17.7	0.9
12.5 мм	1.51	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	20.3	4.7	0.0	17.7	0.5
12.5 мм	1.51	н/п	Горизонтальный факел	Термическое поражение	23.5	4.7	0.0	17.7	0.01
12.5 мм	1.51	A1	Пожар-вспышка	Термическое поражение	36.8	3.3	0.0	21.0	1
12.5 мм	1.51	B2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	26.5	1.9	0.0	15.5	1
12.5 мм	1.51	C2	Пожар-вспышка	Термическое поражение	33.0	1.5	0.0	19.5	1
12.5 мм	1.51	C5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	21.0	1.1	0.0	12.7	1
12.5 мм	1.51	D3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	38.0	1.5	0.0	23.6	1
12.5 мм	1.51	D5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	28.7	1.1	0.0	18.9	1
12.5 мм	1.51	D7	Пожар-вспышка	Термическое поражение	24.8	0.8	0.0	14.0	1
12.5 мм	1.51	E3	Пожар-вспышка	Термическое поражение	47.6	1.9	0.0	48.3	1
12.5 мм	1.51	F1.5	Пожар-вспышка	Термическое поражение	93.3	1.4	0.0	62.2	1
12.5 мм	1.51	A1	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	37.0	7.4	0.0	21.2	0.01
12.5 мм	1.51	B2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	28.9	5.4	0.0	15.6	0.01
12.5 мм	1.51	C2	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	35.4	5.5	0.0	19.5	0.01
12.5 мм	1.51	C5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	22.4	3.5	0.0	12.2	0.01
12.5 мм	1.51	D3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	38.3	5.0	0.0	23.3	0.01
12.5 мм	1.51	D5	Взрыв	Ударная волна	29.5	4.0	0.0	18.9	0.01

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Иницирующее событие	Массовая скорость истечения, кг/с	Атмосферные условия	Сценарий аварии	Поражающий фактор	Размеры зоны поражения, м				Вероятность гибели в зоне поражения
					d	c	s	m	
			газовоздушного облака	волна					
12.5 мм	1.51	D7	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	25.0	3.5	0.0	14.0	0.01
12.5 мм	1.51	E3	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	48.9	5.9	0.0	45.7	0.01
12.5 мм	1.51	F1.5	Взрыв газовоздушного облака	Ударная волна	91.7	12.8	0.0	64.8	0.01

3. Потенциальный риск на оси газопровода (аналитический и численный расчет).

Поскольку пожары при полном разрыве являются наиболее опасными при авариях на газопроводах [3], необходимо, в первую очередь, убедиться в правильности их учета в конечном результате.

Хорошо известно [3], что расчеты уровней потенциального риска при симметричных зонах поражения могут быть проведены аналитически, причем наиболее простым образом именно для точек, расположенных на оси газопровода. Зоны поражения от пожаров при полном разрыве газопровода (как в случае пожара в котловане, так и в случае струйного горения из двух противоположных концов газопровода) являются симметричными относительно оси трубопровода, поэтому риски от них могут быть легко рассчитаны. На примере этих двух видов пожаров был проведен расчет.

В качестве аналитической модели расчета принят бесконечный прямолинейный участок газопровода нормального класса безопасности (см. п.2.4 настоящей Записки).

Расстояния от места разрывов до границы зон поражения приняты в соответствии с п.2.5 настоящей Записки. Эти расстояния являются характерными для газопровода 48”.

При аналитическом расчете уровня потенциального риска на оси газопровода следует учесть, что истечение газа происходит одновременно из двух концов трубы, а зоны поражения от пожара в котловане имеет круговую форму, поэтому размеры зон поражения, представленные в п.2.5 следует удвоить при расчете потенциального риска. При расчетах потенциального риска на оси газопровода должны учитываться вероятности раннего воспламенения и вероятности реализации того или иного вида пожара (см п.2.3 настоящей Записки).

При расчетах потенциального риска на оси газопровода должны учитываться вероятность гибели людей, определенная для каждой зоны поражения (см. п.2.5 настоящей Записки).

Результаты расчетов представлены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1. Пример аналитического расчета уровня потенциального риска на оси газопровода 48” от пожаров при полном разрыве газопровода.

Частота аварий, 1/(км*год)	Вид пожара	Вероятность раннего воспламенения	Вероятность вида пожара	Вероятность гибели людей	Расстояние от места разрыва до границы зоны поражения, км	Размер зоны поражения, км	Вклад в потенциальный риск, 1/год
1.74E-06	Струйное горение	0.4	0.7	0.9	0.452	0.904	3.96E-07
				0.5	0.487	0.07	1.71E-08
				0.01	0.563	0.152	7.41E-10
Всего по струйному горению							4.14E-07
1.74E-06	Пожар в котловане	0.4	0.3	0.9	0.177	0.372	6.99E-08
				0.5	0.231	0.108	1.13E-08
				0.01	0.324	0.186	3.88E-10
Всего по пожару в котловане							8.16E-08
ИТОГО							4.96E-07

Представленный в Таблице 3.1 аналитический расчет показывает, что потенциальный риск от пожаров на оси при полном разрыве газопровода составляет $4,96 \cdot 10^{-7}$ 1/год, причем наибольший вклад в уровень потенциального риска от пожаров при полном разрыве газопровода дает струйное горение (83,5%), а пожар в котловане дает существенно меньший вклад (16,5%).

В Таблице 3.2 представлены результаты численного расчета с использованием всех сценариев, представленных в п.2.5 для тех же коэффициентов, что и в аналитическом расчете, с учетом равновероятной розы ветров для сценариев с пожаром-вспышкой и взрывами.

Таблица 3.2. Пример численного расчета уровня потенциального риска на оси газопровода 48” от аварий [1].

Сценарий разгерметизации	Вид пожара, взрыва	Потенциальный риск на оси газопровода, 1/год	Процентная доля
Разрыв на полное сечение	Струйное горение	4.125E-07	58.38%
	Пожар в котловане	7.765E-08	10.99%
	Пожары-вспышки, взрывы	1.714E-07	24.26%
Утечки	Все сценарии	4.500E-08	6.37%
Итого		7.066E-07	100.00%

Сравнение результатов аналитического и численного расчетов показывает хорошее согласие. Небольшие отличия вызваны принципом численного расчета, предполагающего суммирование рисков от участков трубопровода с конечным шагом (5-10 м по трассе трубопровода).

Выводы к Главе 3.

1. Проведенные в данной Пояснительной записке детальные аналитические и численные расчеты показывают, что представленные в [1] результаты расчета потенциального риска достоверны и не противоречат аналитическому расчету, произведенному по наиболее опасным явлениям аварий: пожарам при полном разрыве газопровода.
2. Представленные в данной Пояснительной записке расчеты показывают, что наибольший вклад в потенциальный риск на оси газопровода 58,38% дает струйное горение при разрыве газопровода. Пожар в котловане дает 10,99% от полной величины потенциального риска. Остальные сценарии аварий при полном разрыве газопровода (пожары-вспышки и взрывы) дают 24,26% от полной величины потенциального риска. Все сценарии аварий, связанные с утечками из газопровода дают только 6,37% от полной величины потенциального риска на оси газопровода.

4. Размеры зон поражения в сценариях аварии «пожар в котловане» при полном разрыве газопровода 48”.

Поскольку численный расчет зон поражения при пожарах представляет собой достаточно трудоемкую процедуру, обоснованность тех или иных результатов расчета может быть подтверждена при прямом сравнении с результатами расчетов, выполненных независимыми квалифицированными экспертами.

В работе [2], посвященной анализу риска газопроводов большого диаметра, и выполненной ведущими специалистами ВНИИГАЗ, представлены исходные данные и проведены расчеты, которые позволяют провести наглядное сравнение с результатами, полученными в [1].

На Рис.3. представлена копия таблицы 1 из работы [2], в которой сгруппированы исходные и расчетные параметры для сценария «пожара в котловане» при авариях при

полном разрыве газопровода Ду 1400 мм. Существенно, что определяющим параметром при расчете последствий от пожара в котловане является суммарный массовый расход газа, истекающего из двух концов разорванного газопровода. Для прямого сравнения результатов расчета размеров зон поражения в работах [1] и [2], необходимо привести эти результаты к одной и той же величине расхода газа и к сравнимым показателям интенсивности потока.

Таблица 1. Исходные данные и результаты расчетов для сценария «пожар в котловане»

$P_{обл}$, МПа	7.5	10.0	12.0	15.0
Расход газа, кг/с	7897	10576	12747	16024
Высота факела, м	505	567	617	670
Радиус* 32 кВт/м ²	143	170	196	217
Радиус* 15 кВт/м ²	266	309	343	384
Радиус* 7 кВт/м ²	460	504	556	626

* Радиус зоны с указанной интенсивностью потока.

Рис.3. Копия таблицы исходных данных и результатов расчетов для сценария «пожар в котловане» [2].

На Рис.4 в графической форме представлены зависимости расстояний от места разрыва до границы зоны поражения с интенсивностью теплового потока 7, 15 и 32 кВт/м², в соответствии с Рис.3 (Таблицей 1 из [2]). Вертикальной штриховой линией показана величина расхода газа 8463 кг/с, соответствующая п.2.5 настоящей Записки.

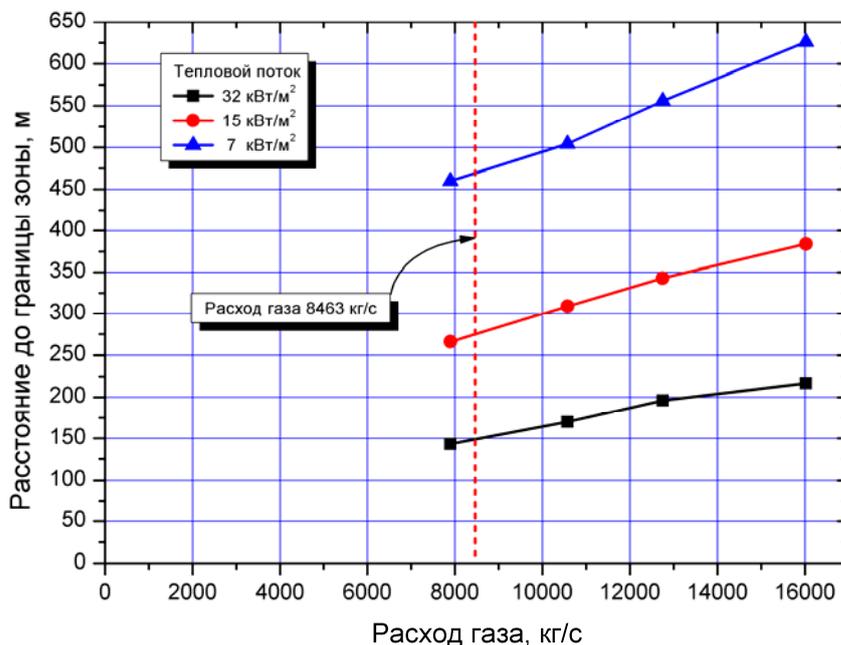


Рис.4. Результаты расчета зон поражения от пожара в котловане [2].

На основании Рис.4 были построены зависимости радиусов зон поражения от уровня интенсивности теплового потока, рассчитанным в отчете [1] (для уровней 15,77, 26,7 и 39 кВт/м², в соответствии с критериями поражения п.2.1) и по данным работы [2] для одного и того же расхода газа 8463 кг/с. Эти зависимости показаны на Рис.5.

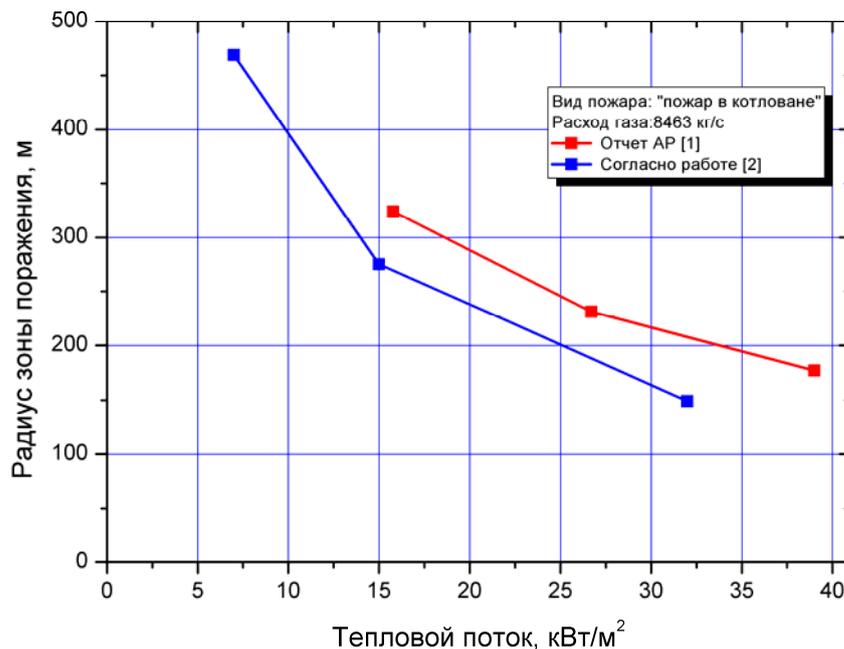


Рис.5. Результаты расчета зон поражения от пожара в котловане для расхода газа 8463 кг/с..

Прямое сравнение графиков на Рис.5 показывает, что результаты очень близки, причем расчет из Отчета [1] дает даже более консервативные размеры зон при прочих равных условиях (интенсивности теплового потока и массовым расходом газа).

Вывод к Главе 3.

1. Достоверность расчета зон поражения в Отчете [1] подтверждена прямым сравнением с результатами расчета, выполненным независимыми экспертами [2].

5. Общие выводы

1. В настоящей Пояснительной записке наглядно продемонстрирована правильность и достоверность представленных в Отчете [1] результатов суммирования потенциального риска от аварий на газопроводах.
2. В настоящей Пояснительной записке наглядно продемонстрирована правильность и достоверность представленных в Отчете [1] результатов расчета размера зон поражения от пожара в котловане при авариях на газопроводах.

6. Литература.

1. Отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» (документ 5600-С-90-01-Т-0197-00).
2. В.С. Сафонов, С.А. Ковалев, С.В. Овчаров, А.В. Мельников, Оценка показателей безопасности и риска перспективных газопроводов высокого давления (Assessment of safety indices of perspective high-pressure gas pipelines) - Safety and Reliability for Managing Risk – Guedes Soares & Zio (eds), Taylor & Francis Group, London, 2006.
3. СТО Газпром РД 39-1.10-084-2003 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО "Газпром" для действующих магистральных трубопроводов (в 2 томах)».

Приложение №2

к Протоколу рассмотрения замечаний «Заключения экспертизы промышленной безопасности на отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, Стадия 2» АНО «Агентство исследований промышленных рисков» (далее Протокол...)

**Пояснительная записка
(к пункту 53 Протокола...).**

Проверочный расчет с учетом рельефа участка.



Рис.1 – Фрагмент профиля трассы нефтепровода 24”

Таблица 1.

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
536.103	20.02	20.02	-
536.110	20.00	20.02	-
536.110	20.00	20.02	-
536.110	19.99	20.02	-
536.110	19.97	20.02	-
536.112	19.42	20.02	-
536.114	19.03	20.02	-

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
536.114	18.98	20.02	-
536.115	18.91	20.02	-
536.118	18.27	20.02	-
536.120	17.94	20.02	-
536.122	17.94	20.02	-
536.135	17.94	20.02	-
536.137	17.94	20.02	-
536.138	17.94	20.02	-
536.138	17.95	20.02	-
536.138	17.94	20.02	-
536.139	17.98	20.02	-
536.144	18.50	20.02	-
536.147	18.91	20.02	-
536.147	19.00	20.02	-
536.149	19.04	20.02	-
536.154	19.31	20.02	-
536.160	19.48	20.02	-
536.161	19.48	20.02	-
536.161	19.48	20.02	-
536.162	19.49	20.02	-
536.165	19.50	20.02	-
536.168	19.57	20.02	-
536.169	19.58	20.02	-
536.173	19.66	20.02	-
536.175	19.77	20.02	-
536.177	19.81	20.02	-
536.178	19.84	20.02	-
536.179	19.89	20.02	-
536.181	19.93	20.02	-
536.182	20.00	20.02	-
536.184	20.19	20.19	2.342
536.188	20.50	20.50	5.760
536.189	20.67	20.67	7.531
536.190	20.75	20.75	8.461
536.194	21.00	21.00	11.574
536.195	21.19	21.19	12.789
536.195	21.24	21.24	13.184
536.196	21.32	21.32	13.836
536.197	21.46	21.46	15.054
536.198	21.54	21.54	15.966
536.201	21.79	21.79	18.835
536.202	21.86	21.86	19.916
536.204	22.00	22.00	21.952
536.208	22.11	22.11	25.879
536.209	22.15	22.15	26.786
536.210	22.23	22.23	28.243
536.214	22.43	22.43	32.014
536.216	22.48	22.48	33.946
536.216	22.49	22.49	34.142
536.217	22.49	22.49	35.269
536.217	22.50	22.50	35.495
536.222	22.75	22.75	39.703
536.222	22.81	22.81	40.067
536.224	22.81	22.81	42.117
536.225	22.82	22.82	42.804
536.233	22.47	22.82	42.804

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
536.236	22.38	22.82	42.804
536.236	22.38	22.82	42.804
536.250	22.46	22.82	42.804
536.253	22.48	22.82	42.804
536.259	22.50	22.82	42.804
536.260	22.50	22.82	42.804
536.260	22.50	22.82	42.804
536.262	22.52	22.82	42.804
536.271	22.63	22.82	42.804
536.274	22.64	22.82	42.804
536.276	22.63	22.82	42.804
536.284	22.52	22.82	42.804
536.284	22.52	22.82	42.804
536.285	22.51	22.82	42.804
536.288	22.50	22.82	42.804
536.296	22.31	22.82	42.804
536.298	22.27	22.82	42.804
536.302	22.18	22.82	42.804
536.312	22.03	22.82	42.804
536.313	22.01	22.82	42.804
536.314	22.00	22.82	42.804
536.314	22.00	22.82	42.804
536.315	22.00	22.82	42.804
536.315	22.00	22.82	42.804
536.319	22.00	22.82	42.804
536.326	21.95	22.82	42.804
536.329	22.00	22.82	42.804
536.329	22.00	22.82	42.804
536.329	22.00	22.82	42.804
536.329	22.00	22.82	42.804
536.339	22.29	22.82	42.804
536.339	22.29	22.82	42.804
536.339	22.29	22.82	42.804
536.343	22.25	22.82	42.804
536.347	22.16	22.82	42.804
536.351	22.08	22.82	42.804
536.354	22.00	22.82	42.804
536.355	21.98	22.82	42.804
536.356	21.96	22.82	42.804
536.358	21.93	22.82	42.804
536.360	21.89	22.82	42.804
536.362	21.84	22.82	42.804
536.372	21.61	22.82	42.804
536.376	21.50	22.82	42.804
536.379	21.39	22.82	42.804
536.381	21.28	22.82	42.804
536.384	21.11	22.82	42.804
536.387	21.01	22.82	42.804
536.387	21.01	22.82	42.804
536.387	21.00	22.82	42.804
536.387	21.00	22.82	42.804
536.393	20.83	22.82	42.804
536.393	20.82	22.82	42.804
536.394	20.78	22.82	42.804
536.394	20.77	22.82	42.804
536.396	20.75	22.82	42.804

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
536.396	20.73	22.82	42.804
536.396	20.72	22.82	42.804
536.397	20.71	22.82	42.804
536.397	20.71	22.82	42.804
536.397	20.71	22.82	42.804
536.397	20.71	22.82	42.804
536.397	20.71	22.82	42.804
536.401	20.57	22.82	42.804
536.402	20.54	22.82	42.804
536.402	20.55	22.82	42.804
536.402	20.54	22.82	42.804
536.402	20.55	22.82	42.804
536.402	20.54	22.82	42.804
536.404	20.74	22.82	42.804
536.404	20.77	22.82	42.804
536.406	20.87	22.82	42.804
536.409	21.00	22.82	42.804
536.409	21.00	22.82	42.804
536.411	21.05	22.82	42.804
536.412	21.06	22.82	42.804
536.414	21.07	22.82	42.804
536.417	21.10	22.82	42.804
536.418	21.11	22.82	42.804
536.421	21.09	22.82	42.804
536.426	21.00	22.82	42.804
536.426	20.99	22.82	42.804
536.426	20.99	22.82	42.804
536.426	20.99	22.82	42.804
536.428	21.00	22.82	42.804
536.428	21.00	22.82	42.804
536.428	21.00	22.82	42.804
536.430	21.04	22.82	42.804
536.430	21.06	22.82	42.804
536.431	21.12	22.82	42.804
536.432	21.17	22.82	42.804
536.433	21.28	22.82	42.804
536.434	21.35	22.82	42.804
536.435	21.50	22.82	42.804
536.436	21.60	22.82	42.804
536.437	21.69	22.82	42.804
536.439	21.80	22.82	42.804
536.442	21.66	22.82	42.804
536.444	21.50	22.82	42.804
536.447	21.14	22.82	42.804
536.448	21.00	22.82	42.804
536.448	21.00	22.82	42.804
536.448	21.00	22.82	42.804
536.455	21.00	22.82	42.804
536.458	20.70	22.82	42.804
536.458	20.66	22.82	42.804
536.459	20.63	22.82	42.804
536.460	20.67	22.82	42.804
536.462	20.64	22.82	42.804
536.462	20.63	22.82	42.804
536.464	20.58	22.82	42.804
536.464	20.56	22.82	42.804
536.465	20.50	22.82	42.804

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
536.466	20.43	22.82	42.804
536.466	20.39	22.82	42.804
536.469	20.17	22.82	42.804
536.472	20.02	22.82	42.804
536.472	20.01	22.82	42.804
536.472	20.00	22.82	42.804
536.472	20.00	22.82	42.804
536.473	19.98	22.82	42.804
536.474	19.56	22.82	42.804
536.474	19.53	22.82	42.804
536.474	19.50	22.82	42.804
536.475	19.74	22.82	42.804
536.476	19.86	22.82	42.804
536.476	19.93	22.82	42.804
536.476	19.93	22.82	42.804
536.477	19.93	22.82	42.804
536.478	19.93	22.82	42.804
536.478	19.77	22.82	42.804
536.478	19.50	22.82	42.804
536.479	19.63	22.82	42.804
536.479	20.00	22.82	42.804
536.480	20.37	22.82	42.804
536.481	20.37	22.82	42.804
536.481	20.43	22.82	42.804
536.481	20.50	22.82	42.804
536.481	20.51	22.82	42.804
536.495	20.66	22.82	42.804
536.505	20.72	22.82	42.804
536.506	20.73	22.82	42.804
536.511	20.78	22.82	42.804
536.519	20.86	22.82	42.804
536.522	20.88	22.82	42.804
536.534	20.99	22.82	42.804
536.536	21.00	22.82	42.804
536.536	21.00	22.82	42.804
536.536	21.00	22.82	42.804
536.536	21.01	22.82	42.804
536.556	21.42	22.82	42.804
536.557	21.43	22.82	42.804
536.559	21.45	22.82	42.804
536.563	21.48	22.82	42.804
536.565	21.48	22.82	42.804
536.566	21.48	22.82	42.804
536.568	21.48	22.82	42.804
536.574	21.49	22.82	42.804
536.576	21.49	22.82	42.804
536.576	21.49	22.82	42.804
536.577	21.50	22.82	42.804
536.579	21.50	22.82	42.804
536.580	21.54	22.82	42.804
536.580	21.55	22.82	42.804
536.585	21.67	22.82	42.804
536.586	21.68	22.82	42.804
536.587	21.72	22.82	42.804
536.587	21.71	22.82	42.804
536.592	21.87	22.82	42.804

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
536.594	22.00	22.82	42.804
536.595	22.20	22.82	42.804
536.597	22.50	22.82	42.804
536.599	22.81	22.82	42.804
536.601	23.00	23.00	44.382
536.603	23.14	23.14	46.514
536.609	23.50	23.50	51.947
536.613	23.83	23.83	56.468
536.615	24.00	24.00	58.659
536.621	24.49	24.49	63.908
536.621	24.50	24.50	64.007
536.621	24.50	24.50	64.011
536.622	24.69	24.69	65.637
536.625	24.98	24.98	68.095
536.625	25.00	25.00	68.326
536.625	25.05	25.05	68.744
536.629	25.50	25.50	72.278
536.630	25.67	25.67	73.473
536.633	25.96	25.96	76.022
536.633	25.99	25.99	76.222
536.633	26.00	26.00	76.359
536.633	26.00	26.00	76.619
536.636	26.14	26.14	78.884
536.637	26.22	26.22	80.224
536.640	26.36	26.36	83.103
536.642	26.50	26.50	85.271
536.643	26.93	26.93	86.536
536.643	27.00	27.00	86.803
536.647	27.08	27.08	89.978
536.647	27.09	27.09	90.157
536.647	27.09	27.09	90.318
536.651	27.00	27.09	90.318
536.651	27.00	27.09	90.318
536.652	27.00	27.09	90.318
536.653	26.79	27.09	90.318
536.654	26.30	27.09	90.318
536.656	26.09	27.09	90.318
536.657	25.69	27.09	90.318
536.660	25.58	27.09	90.318
536.660	25.46	27.09	90.318
536.661	25.46	27.09	90.318
536.662	25.66	27.09	90.318
536.664	25.76	27.09	90.318
536.672	25.90	27.09	90.318
536.673	25.92	27.09	90.318
536.674	25.94	27.09	90.318
536.676	25.96	27.09	90.318
536.680	26.00	27.09	90.318
536.685	26.03	27.09	90.318
536.685	26.03	27.09	90.318
536.686	26.03	27.09	90.318
536.686	26.03	27.09	90.318
536.687	26.04	27.09	90.318
536.701	26.12	27.09	90.318
536.706	26.15	27.09	90.318
536.719	26.42	27.09	90.318

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
536.720	26.45	27.09	90.318
536.722	26.50	27.09	90.318
536.722	26.50	27.09	90.318
536.722	26.50	27.09	90.318
536.751	26.79	27.09	90.318
536.761	26.94	27.09	90.318
536.762	26.95	27.09	90.318
536.765	27.00	27.09	90.318
536.765	27.00	27.09	90.318
536.765	27.00	27.09	90.318
536.777	27.14	27.14	102.136
536.787	27.19	27.19	111.949
536.788	27.20	27.20	112.957
536.792	27.21	27.21	116.941
536.793	27.22	27.22	117.987
536.794	27.23	27.23	119.285
536.796	27.23	27.23	120.570
536.797	27.24	27.24	121.784
536.799	27.26	27.26	124.088
536.802	27.28	27.28	127.296
536.805	27.30	27.30	130.021
536.806	27.30	27.30	131.267
536.809	27.32	27.32	133.537
536.810	27.32	27.32	134.840
536.811	27.32	27.32	135.552
536.811	27.33	27.33	136.258
536.814	27.33	27.33	138.931
536.816	27.33	27.33	141.019
536.817	27.34	27.34	141.667
536.818	27.34	27.34	141.667
536.834	27.50	27.50	157.383
536.834	27.50	27.50	157.934
536.835	27.50	27.50	158.502
536.838	27.50	27.50	161.747
536.838	27.50	27.50	161.858
536.840	27.50	27.50	163.500
536.869	27.83	27.83	192.620
536.876	27.87	27.87	199.557
536.877	27.90	27.90	200.440
536.878	27.93	27.93	201.684
536.880	27.96	27.96	203.326
536.880	27.96	27.96	203.826
536.882	28.00	28.00	206.038
536.886	28.18	28.18	209.635
536.887	28.22	28.22	210.513
536.888	28.25	28.25	211.659
536.891	28.37	28.37	214.360
536.892	28.38	28.38	215.869
536.895	28.37	28.38	215.869
536.897	28.41	28.41	217.779
536.900	28.39	28.41	217.779
536.901	28.40	28.41	217.779
536.901	28.41	28.41	217.779
536.901	28.42	28.42	218.026
536.903	28.40	28.42	218.026
536.904	28.38	28.42	218.026

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
536.905	28.36	28.42	218.026
536.911	28.37	28.42	218.026
536.915	28.29	28.42	218.026
536.916	28.26	28.42	218.026
536.920	28.21	28.42	218.026
536.922	28.17	28.42	218.026
536.924	28.14	28.42	218.026
536.926	28.11	28.42	218.026
536.927	28.08	28.42	218.026
536.929	28.06	28.42	218.026
536.932	28.03	28.42	218.026
536.934	28.03	28.42	218.026
536.935	28.02	28.42	218.026
536.937	28.02	28.42	218.026
536.937	28.02	28.42	218.026
536.947	28.08	28.42	218.026
536.954	28.11	28.42	218.026
536.960	28.14	28.42	218.026
536.961	28.15	28.42	218.026
536.976	28.50	28.50	232.129
536.976	28.50	28.50	233.009
536.976	28.50	28.50	233.052
536.977	28.50	28.50	233.221
536.987	28.64	28.64	243.670
537.014	29.00	29.00	270.614
537.014	29.00	29.00	270.788
537.016	29.02	29.02	272.328
537.054	29.50	29.50	310.115
537.054	29.50	29.50	310.402
537.054	29.50	29.50	310.405
537.054	29.50	29.50	310.731
537.098	30.00	30.00	354.162
537.098	30.00	30.00	354.179
537.098	30.00	30.00	354.221
537.100	30.03	30.03	356.135
537.109	30.12	30.12	365.104
537.123	30.15	30.15	379.239
537.126	30.13	30.15	379.239
537.128	30.11	30.15	379.239
537.130	30.10	30.15	379.239
537.131	30.10	30.15	379.239
537.133	30.10	30.15	379.239
537.140	30.00	30.15	379.239
537.143	30.00	30.15	379.239
537.144	30.00	30.15	379.239
537.149	30.00	30.15	379.239
537.150	30.00	30.15	379.239
537.152	30.00	30.15	379.239
537.152	30.00	30.15	379.239
537.158	30.10	30.15	379.239
537.169	30.25	30.25	390.571
537.177	30.50	30.50	398.055
537.177	30.50	30.50	398.179
537.177	30.50	30.50	398.504
537.177	30.50	30.50	398.655
537.182	30.58	30.58	403.004

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
537.182	30.59	30.59	403.372
537.182	30.61	30.61	403.904
537.184	30.66	30.66	405.890
537.187	30.71	30.71	408.027
537.188	30.76	30.76	409.724
537.193	30.87	30.87	414.098
537.194	30.90	30.90	414.975
537.197	31.00	31.00	418.223
537.197	31.00	31.00	418.344
537.197	31.00	31.00	418.356
537.200	31.05	31.05	420.999
537.201	31.10	31.10	422.914
537.204	31.16	31.16	425.555
537.208	31.20	31.20	429.043
537.209	31.22	31.22	430.482
537.218	31.35	31.35	439.865
537.223	31.38	31.38	444.027
537.224	31.39	31.39	445.713
537.241	31.50	31.50	462.567
537.242	31.50	31.50	463.779
537.245	31.53	31.53	466.755
537.245	31.53	31.53	466.913
537.246	31.53	31.53	467.231
537.254	31.60	31.60	475.303
537.254	31.60	31.60	475.725
537.260	31.62	31.62	481.429
537.285	31.78	31.78	506.221
537.300	31.96	31.96	521.142
537.303	31.99	31.99	523.939
537.303	32.00	32.00	524.711
537.304	32.00	32.00	524.932
537.304	32.00	32.00	525.340
537.312	32.12	32.12	533.331
537.313	32.14	32.14	534.749
537.350	32.44	32.44	571.723
537.356	32.49	32.49	577.350
537.358	32.50	32.50	579.049
537.358	32.50	32.50	579.061
537.358	32.50	32.50	579.210
537.358	32.50	32.50	579.297
537.359	32.50	32.50	580.352
537.363	32.56	32.56	584.169
537.363	32.56	32.56	584.400
537.366	32.59	32.59	587.420
537.368	32.50	32.59	587.420
537.369	32.50	32.59	587.420
537.375	32.49	32.59	587.420
537.376	32.53	32.59	587.420
537.377	32.60	32.60	588.979
537.379	32.67	32.67	590.104
537.379	32.68	32.68	590.469
537.381	32.66	32.68	590.469
537.381	32.66	32.68	590.469
537.388	32.61	32.68	590.469
537.400	32.54	32.68	590.469
537.403	32.56	32.68	590.469

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
537.404	32.56	32.68	590.469
537.407	32.56	32.68	590.469
537.409	32.58	32.68	590.469
537.451	32.82	32.82	632.197
537.451	32.82	32.82	632.210
537.451	32.82	32.82	632.281
537.451	32.83	32.83	632.497
537.451	32.83	32.83	632.843
537.460	32.84	32.84	641.009
537.474	32.75	32.84	641.009
537.478	32.83	32.84	641.009
537.479	32.85	32.85	642.353
537.487	33.03	33.03	649.923
537.487	33.03	33.03	649.923
537.490	33.02	33.03	649.923
537.493	33.04	33.04	653.420
537.494	33.04	33.04	653.420
537.494	33.04	33.04	653.420
537.495	33.04	33.04	653.420
537.496	33.04	33.04	653.872
537.496	33.06	33.06	654.433
537.505	33.06	33.06	663.167
537.505	33.06	33.06	663.167
537.505	33.06	33.06	663.167
537.506	33.05	33.06	663.167
537.512	33.00	33.06	663.167
537.512	33.00	33.06	663.167
537.513	33.00	33.06	663.167
537.513	33.00	33.06	663.167
537.514	33.00	33.06	663.167
537.516	33.05	33.06	663.167
537.520	33.13	33.13	666.714
537.521	33.16	33.16	667.979
537.532	33.36	33.36	679.469
537.535	33.27	33.36	679.469
537.536	33.23	33.36	679.469
537.536	33.27	33.36	679.469
537.537	33.21	33.36	679.469
537.538	33.26	33.36	679.469
537.538	33.27	33.36	679.469
537.539	33.22	33.36	679.469
537.540	33.24	33.36	679.469
537.542	33.17	33.36	679.469
537.542	33.15	33.36	679.469
537.543	33.20	33.36	679.469
537.547	33.19	33.36	679.469
537.554	33.32	33.36	679.469
537.555	33.33	33.36	679.469
537.556	33.36	33.36	679.469
537.556	33.36	33.36	679.469
537.558	33.36	33.36	679.469
537.560	33.32	33.36	679.469
537.563	33.25	33.36	679.469
537.567	33.22	33.36	679.469
537.568	33.21	33.36	679.469
537.572	33.29	33.36	679.469

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
537.572	33.47	33.47	680.110
537.573	33.47	33.47	681.103
537.575	33.49	33.49	682.985
537.577	33.63	33.63	684.656
537.579	33.49	33.63	684.656
537.579	33.48	33.63	684.656
537.581	33.50	33.63	684.656
537.584	33.88	33.88	688.187
537.585	33.79	33.88	688.187
537.587	33.80	33.88	688.187
537.590	34.06	34.06	690.879
537.591	34.02	34.06	690.879
537.592	33.81	34.06	690.879
537.596	33.60	34.06	690.879
537.596	33.60	34.06	690.879
537.596	33.60	34.06	690.879
537.597	33.59	34.06	690.879
537.603	33.55	34.06	690.879
537.604	33.54	34.06	690.879
537.604	33.50	34.06	690.879
537.609	33.50	34.06	690.879
537.611	33.50	34.06	690.879
537.612	33.50	34.06	690.879
537.613	33.50	34.06	690.879
537.614	33.50	34.06	690.879
537.614	33.50	34.06	690.879
537.616	33.60	34.06	690.879
537.617	33.64	34.06	690.879
537.619	33.60	34.06	690.879
537.619	33.59	34.06	690.879
537.637	33.91	34.06	690.879
537.638	33.93	34.06	690.879
537.641	34.00	34.06	690.879
537.641	34.00	34.06	690.879
537.642	34.00	34.06	690.879
537.642	34.00	34.06	690.879
537.643	34.00	34.06	690.879
537.643	34.00	34.06	690.879
537.644	34.00	34.06	690.879
537.646	34.00	34.06	690.879
537.656	34.00	34.06	690.879
537.664	34.00	34.06	690.879
537.674	34.14	34.14	700.146
537.675	34.11	34.14	700.146
537.678	34.07	34.14	700.146
537.680	34.07	34.14	700.146
537.685	34.06	34.14	700.146
537.685	34.07	34.14	700.146
537.686	34.12	34.14	700.146
537.687	34.14	34.14	700.146
537.690	34.15	34.15	703.204
537.691	34.17	34.17	704.649
537.692	34.21	34.21	705.817
537.693	34.21	34.21	706.462
537.694	34.26	34.26	707.235
537.694	34.29	34.29	707.499

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
537.697	34.20	34.29	707.499
537.697	34.23	34.29	707.499
537.718	34.50	34.50	728.250
537.718	34.50	34.50	728.350
537.718	34.50	34.50	728.466
537.718	34.50	34.50	728.560
537.720	34.50	34.50	730.242
537.721	34.50	34.50	731.529
537.722	34.50	34.50	732.793
537.724	34.50	34.50	734.291
537.724	34.50	34.50	734.508
537.725	34.50	34.50	736.088
537.726	34.50	34.50	736.355
537.727	34.50	34.50	737.574
537.728	34.50	34.50	738.177
537.729	34.50	34.50	739.456
537.730	34.50	34.50	740.954
537.734	34.50	34.50	744.670
537.737	34.50	34.50	747.482
537.738	34.50	34.50	748.257
537.739	34.50	34.50	750.068
537.742	34.50	34.50	752.913
537.744	34.67	34.67	754.672
537.745	34.73	34.73	755.667
537.749	34.56	34.73	755.667
537.751	34.61	34.73	755.667
537.751	34.61	34.73	755.667
537.753	34.50	34.73	755.667
537.753	34.50	34.73	755.667
537.753	34.50	34.73	755.667
537.756	34.50	34.73	755.667
537.758	34.50	34.73	755.667
537.761	34.50	34.73	755.667
537.763	34.50	34.73	755.667
537.764	34.50	34.73	755.667
537.765	34.50	34.73	755.667
537.775	34.94	34.94	766.440
537.777	35.00	35.00	767.813
537.778	35.00	35.00	768.473
537.783	35.00	35.00	774.163
537.784	35.00	35.00	774.877
537.784	35.00	35.00	775.323
537.785	35.00	35.00	775.661
537.793	35.12	35.12	784.206
537.795	35.14	35.14	785.629
537.795	35.14	35.14	785.629
537.796	35.17	35.17	787.078
537.805	35.26	35.26	796.315
537.807	35.28	35.28	797.576
537.823	35.50	35.50	814.004
537.824	35.50	35.50	815.144
537.824	35.50	35.50	815.290
537.824	35.50	35.50	815.327
537.825	35.50	35.50	816.335
537.826	35.50	35.50	816.437
537.826	35.50	35.50	816.536

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
537.826	35.50	35.50	816.977
537.827	35.50	35.50	817.659
537.827	35.50	35.50	817.802
537.839	35.68	35.68	829.906
537.840	35.69	35.69	830.966
537.842	35.71	35.71	832.532
537.843	35.72	35.72	833.678
537.860	35.92	35.92	850.494
537.874	36.00	36.00	864.695
537.877	36.00	36.00	867.960
537.878	36.00	36.00	868.574
537.883	36.00	36.00	873.731
537.883	36.00	36.00	873.915
537.883	36.00	36.00	874.105
537.883	36.00	36.00	874.387
537.884	36.05	36.05	875.157
537.887	36.26	36.26	878.391
537.889	36.34	36.34	879.463
537.889	36.40	36.40	880.253
537.893	36.49	36.49	883.503
537.895	35.90	36.49	883.503
537.897	35.66	36.49	883.503
537.898	35.74	36.49	883.503
537.898	35.86	36.49	883.503
537.900	36.31	36.49	883.503
537.900	36.37	36.49	883.503
537.901	36.50	36.50	884.789
537.904	36.61	36.61	887.451
537.906	36.70	36.70	889.791
537.910	36.84	36.84	893.185
537.913	37.00	37.00	896.074
537.913	37.00	37.00	896.143
537.913	37.00	37.00	896.543
537.913	37.00	37.00	896.694
537.920	37.00	37.00	903.018
537.927	37.00	37.00	910.558
537.934	37.00	37.00	917.700
537.935	37.00	37.00	918.040
537.937	37.00	37.00	920.616
537.942	37.00	37.00	925.121
537.943	37.00	37.00	926.180
537.949	37.00	37.00	932.098
537.958	37.00	37.00	940.819
537.960	37.00	37.00	943.177
537.960	37.00	37.00	943.477
537.960	37.00	37.00	943.658
537.960	37.00	37.00	943.742
537.960	37.00	37.00	943.765
537.969	37.13	37.13	951.860
537.990	37.50	37.50	972.905
537.992	37.50	37.50	975.360
537.992	37.50	37.50	975.498
537.994	37.50	37.50	976.862
537.994	37.50	37.50	977.357
537.994	37.50	37.50	977.488
537.996	37.50	37.50	978.852

ПРОЕКТ САХАЛИН- II, СТАДИЯ 2
«АНАЛИЗ РИСКА ОБЪЕКТОВ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ»

Отметка трассы трубопровода, км	Высотная отметка	Уровень, выше которого происходит сток	Сток, м
537.997	37.50	37.50	980.455
537.997	37.50	37.50	980.765
538.010	37.55	37.55	993.207
538.022	37.85	37.85	1 004.826
538.024	37.91	37.91	1 006.897
538.024	37.92	37.92	1 007.600
538.026	37.96	37.96	1 009.670
538.027	38.00	38.00	1 010.573
538.028	38.00	38.00	1 010.822
538.028	38.00	38.00	1 011.299
538.029	38.00	38.00	1 011.870
538.030	38.00	38.00	1 013.400
538.033	38.00	38.00	1 015.938
538.035	38.00	38.00	1 018.063
538.037	38.00	38.00	1 019.872
538.037	38.00	38.00	1 020.753
538.039	38.00	38.00	1 021.858
538.040	38.00	38.00	1 022.870
538.041	38.00	38.00	1 023.828
538.045	38.00	38.00	1 028.354
538.046	38.00	38.00	1 028.967
538.051	38.00	38.00	1 034.029
538.052	37.91	38.00	1 034.029
538.053	37.90	38.00	1 034.029
538.053	37.90	38.00	1 034.029
538.053	37.91	38.00	1 034.029
538.057	38.00	38.00	1 037.917
538.058	38.00	38.00	1 038.930
538.059	38.02	38.02	1 040.057
538.060	38.03	38.03	1 040.415
538.060	38.05	38.05	1 040.481
538.060	38.04	38.05	1 040.481
538.063	38.09	38.09	1 043.566
538.066	38.12	38.12	1 046.221
538.078	38.33	38.33	1 058.099
538.093	38.50	38.50	1 073.580
538.094	38.50	38.50	1 074.341
538.094	38.50	38.50	1 074.422
538.094	38.50	38.50	1 074.476
538.094	38.50	38.50	1 074.522
538.094	38.50	38.50	1 074.844
538.105	38.65	38.65	1 085.246

Объем стока	316.121
Масса нефти в стоке	271.864
Данные отчета	286.140

Детальный анализ высотного профиля данного участка показал, что существенная часть данного участка трубопровода стока не дает.

Результаты проверочного расчета очень хорошо согласуются с представленными в отчете данными (271 т и 286 т соответственно).

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Отзыв на пояснительную записку (к пунктам 50, 52, 55 Протокола учета замечаний «Заключения экспертизы промышленной безопасности на отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, Стадия 2 ООО «Старстрой» от 30 марта 2007 г.).

Отзыв на пояснительную записку (к пунктам 50, 52, 55 Протокола учета замечаний «Заключения экспертизы промышленной безопасности на отчет «Анализ риска объектов береговых трубопроводов» проект Сахалин- II, Стадия 2 ООО «Старстрой» от 30 марта 2007 г.).

1. Судя по представленному сравнению распределения тепловых потоков вблизи мест аварии при сценарии «пожар в котловане» (рис. 5) авторами адекватно рассчитано тепловое поле. Однако, выбранное авторами пороговое значение интенсивности теплового излучения $15,77 \text{ кВт/м}^2$ для 1-процентной вероятности гибели человека, основанное на часто используемой в практике анализа риска величине тепловой дозы в $1000 \text{ (кВт/м}^2)^{4/3} \cdot \text{с}$ сильно завышено. Согласно источнику [1], который был использован авторами при составлении пояснительной записки, такая тепловая нагрузка приведет к 48% вероятности гибели людей в летней одежде и к 17% вероятности гибели людей в зимней одежде. Также используемые авторами пороговые значения интенсивности теплового излучения для 50% и 90% вероятности гибели людей сильно завышены, поскольку согласно [1] при используемом авторами времени экспозиции 30 секунд (пункт 4.4 документа 5600-С-90-01-Т-0197-00), такая интенсивность теплового излучения приведет к гибели 90% и 99,9% людей соответственно, даже при условии их нахождения в зимней одежде.
2. Не понятно, откуда авторы получили частоту разрыва газопровода 48” (Ду 1200 мм) на полное сечение равную $1,74\text{E-}6 \text{ 1/(\text{год} \cdot \text{км})}$, т.е. $0,00174 \text{ 1/(\text{год} \cdot 1000 \text{ км})}$, в то время как частота разрыва газопровода Ду 1200 мм полученная обработкой статистических данных по ОАО «ГАЗПРОМ» за последние 10 лет составляет величину $0,401 \text{ 1/(\text{год} \cdot 1000 \text{ км})}$. Даже, если предположить, что на новых МГ за счет применения новых технологий частота аварий снизится в 10 раз, аварийность составит не менее $0,04 \text{ 1/(\text{год} \cdot 1000 \text{ км})}$, что в 23 раза выше указанного авторами значениями. Также следует отметить, что на оси газопровода Ду 1400 мм, $P_{\text{раб}}=7,5 \text{ МПа}$ при существующей аварийности $0,15 \text{ 1/(\text{год} \cdot 1000 \text{ км})}$ значение потенциального риска для людей составляет $\sim 1 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год}$ [2]. Аварийность газопроводов Ду 1200 мм выше более чем в 2,5 раза, следовательно, значение потенциального риска на оси газопровода (при традиционных технологиях строительства и эксплуатации) должно составлять около $2,5 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год}$, а для новых МГ не более $2,5 \cdot 10^{-5} \text{ 1/год}$.
3. Абсолютно неверным является утверждение о том, что увеличение расхода газа в 2 раза (при истечении с двух концов трубы) приводит к увеличению зоны поражения в два раза. Это наглядно демонстрируется приведенной в пояснительной записке таблицей №1 (стр.9).

4. Представленное на рисунке 2 дерево событий на линейной части газопровода не соответствует рекомендованному в [1] дереву событий (том 2, стр.3). В [1] на стр. 111-115 обосновываются условия и максимальные размеры возможной пожаровзрывоопасной зоны вблизи места аварий. По этой причине приведенная нижняя часть дерева событий не соответствует реальным ситуациям на газопроводе – основным исходом в этом случае является эжекционное разбавление газа воздухом в струйном течении с очень небольшой зоной пожаровзрывоопасной концентрации. Приведенные в таблице расчетные зоны для сценария «пожар-вспышка» (8341,9 м.) и сценария «ударная волна» (8198,7 м.) нереальны, не подтверждаются ни практикой, ни научными исследованиями.

Вывод: приведенные замечания позволяют сделать заключение об ошибочности расчетов и полученных значений потенциального риска на оси газопровода.

Список литературы:

1. СТО Газпром РД 39-1.10-084-2003 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО "Газпром" для действующих магистральных трубопроводов (в 2 томах)
2. В.С. Сафонов, С.А. Ковалев, С.В. Овчаров, А.В. Мельников. Оценка показателей безопасности и риска перспективных газопроводов высокого давления (Assessment of safety indices of perspective high-pressure gas pipelines) - Safety and Reliability for Managing Risk – Guedes Soares & Zio (eds), Taylor & Francis Group, London, 2006.

Эксперт высшей квалификации

Сафонов В.С.

Эксперт

Ковалев С.А.

Эксперт

Овчаров С.В.

Эксперт

Мельников А.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Рецензия Старстрой-Инжиниринг на СТУП «Анализ риска опасных производственных объектов «Сахалин-2» «Береговые газопроводы»

РЕЦЕНЗИЯ

на отчет по теме:

Дополнение к Специальным Техническим Условиям Проекта (СТУП)

Анализ Риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II»

«Береговые газопроводы» (5600-С-90-04-S-1001-00)

На рецензию представлен отчет, содержащий дополнения к специальным техническим условиям проекта (СТУП), анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II» «Береговые газопроводы».

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ

В ходе выполнения оценок безопасности береговых трубопроводов проекта «Сахалин-II» выявлено, что Специальные Технические Условия Проекта «Анализ риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II» (далее - СТУПАР) не в полной мере отражают специфику береговых газопроводов проекта «Сахалин-II» и их использование дает завышенные (нереалистичные) значения уровней безопасности, при этом методика оценки риска береговых трубопроводов (в редакции СТУП АР 2004 года) не предусматривает учет следующих факторов:

- разнообразия природно-климатических, геологических, сейсмических, гидрологических и иных условий прокладки трассы трубопроводов (не представлены методы учета количественного влияния указанных факторов на уровень риска)
- номенклатуры береговых трубопроводов проекта;
- инженерно-технических и организационных решений и мер обеспечения безопасности и снижения риска, заложенных при проектировании и обеспечиваемых при строительстве и эксплуатации береговых газопроводов по проекту «Сахалин-II»

Вышеизложенное явилось основанием для разработки специализированной методологии количественной оценки соответствующей техническому уровню проекта «Сахалин-II».

Рецензируемые «Дополнения...» к СТUPI AP устанавливают обязательные в рамках проекта «Сахалин-II» требования и порядок выполнения следующих работ:

- Количественной оценки риска береговых газопроводов
- Определения целесообразности применения и анализ эффективности мероприятий по компенсации или снижению риска.

Рецензируемый документ распространяется на следующие газопроводы трубопроводной системы проекта «Сахалин-II»:

- Газопроводы 20" (Ду 500 мм) с Пильтун-Астохского месторождения от точек выхода морских трубопроводов на берег до Объединенного берегового технологического комплекса (ОБТК)
- Многофазные трубопроводы 30" (Ду 700) с Лунского месторождения от точек выхода морских трубопроводов на берег до ОБТК
- Газопровод 48" (Ду 1200) от ОБТК до Завода по сжижению природного газа

ЗАМЕЧАНИЯ

1. В нормативно-методической базе отсутствуют ссылки на Российские нормативные документы, например СТО Газпром. РД 39-1.10-084-2003 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «ГАЗПРОМ» (том 1 и том 2). Согласовано Ростехнадзором. Документ разработан ведущим научным предприятием ВНИИГАЗ, использован многолетний опыт эксплуатации более 150 тыс. км магистральных газопроводов, построенных в природно-климатических условиях РФ. В РД классифицированы причинно-следственные связи аварийных событий, выделено 12 групп факторов влияния на возникновение аварий, среди них выделены факторы опасных геологических процессов. Однако Авторы «Дополнения...» не используют российский опыт, а опираются на Базу данных EGIG. На наш взгляд надо в «Дополнении...» привести обоснование нецелесообразности применения РД 39-1.10-084-2003 для анализа риска газопроводов системы Сахалин-2.

Напомним, что проектировались и строились трубопроводы системы Сахалин-2 по российским стандартам (СТUPI береговых трубопроводов Сахалин-2» на 80% соответствует СНиП 2.05.06-85* , и отличается только:

- отсутствием резервирования ниток на подводных переходах;
- дистанционным вместо автоматического управлением запорной арматурой;
- отсутствием канав для сбора разлившейся при аварии нефти;
- и рядом других отклонений (всего 12), не существенных с точки зрения требований промышленной безопасности и анализа риска для газопровода.

Кроме этого, РАО «Газпром» является совладельцем газопровода, и вопросы эксплуатации газопровода будут решаться по российским стандартам РАО «Газпром».

2. Приведенная в Дополнении методика Анализа рисков основывается на отчете EGIG (декабрь 2005). База данных EGIG - ценный и надежный источник информации, целью которого является повышение безопасности эксплуатации газопроводов в Европе. Однако прямое перенесение Европейского опыта эксплуатации газопроводов в условия проекта «Сахалин-II» в рассматриваемой работе не имеет достаточного обоснования, особенно в связи с тем фактом, что одной из задач «Дополнения...» является учет «разнообразия (на Сахалине) природно-климатических, геологических, сейсмических, гидрологических и иных условий прокладки трассы трубопроводов».

3. Основным ограничением по использованию базы данных EGIG является следующее: «База данных EGIG предлагает глобальный краткий обзор уровня безопасности европейской трубопроводной системы передачи газа. Она предоставляет информацию относительно распределения аварий в параметрах трубопровода (например, диаметр, давление, толщина стенки), но в общем случае не предполагает возможность создания каких либо моделей. Другими словами, с базой данных EGIG возможно знать частоту аварий 42-дюймовых трубопроводов или знать частоту аварий трубопроводов с толщиной стенки 15 мм, но не возможно вычислить частоту аварий 42-дюймовых трубопроводов с толщиной стенки 15 мм» (стр. 18 EGIG 05.R.0002). Отсюда не совсем понятно как в рецензируемой работе строились модели и, каким образом определялись различные переходные коэффициенты.

4. Согласно схеме EGIG, принятой в рецензируемых дополнениях, основными причинами разгерметизации газопроводов являются: внешнее воздействие; брак строительства, дефект материалов; коррозия; движение грунта, вызванное природными явлениями; ошибки оператора; прочие неизвестные причины.

- Внешнее воздействие. Утверждение о том, что совместная прокладка в одном техническом коридоре газопроводов и нефтепроводов не увеличивает частоту разгерметизации береговых газопроводов (стр.10 «Дополнений»), нуждается в дополнительном обосновании, так как логично предположить, что совместная прокладка в одном техническом коридоре газопроводов и нефтепроводов будет увеличивать риск внешнего воздействия на газопровод (по данным Ростехнадзора) повреждение трубопроводов строительной техникой занимает значительное место среди факторов, приводящих к аварии. Наличие нефтепровода рядом с газопроводом увеличивает в 2 раза частоту появления строительной техники на трассе для проведения планово-

предупредительных ремонтных работ. Кроме этого в 2 раза увеличивается количество людей (частота их появления), задействованных на техническое обслуживание трубопроводов.

- Коррозия. Одним из важных факторов риска разгерметизации газопровода от коррозии является коррозионная активности грунтов, которая в рассматриваемом документе никак не учитывается.

- Движение грунта, вызванное природными явлениями. Подход предложенный в «Дополнении...» несколько отличается от изложенного в EGIG. Основными факторами разгерметизации за счет движения грунта в рассматриваемой работе являются: «общая сейсмичность, активные тектонические разломы, участки разжижения грунта, оползневые участки, болота и заболоченности, переходы через водные преграды». Факторы разгерметизации за счет движения грунта логично было бы расширить, включив эрозионные процессы (например, селевые процессы, водную (линейную) эрозию по ГОСТ Р 22.0.03-95), а так же участки пересечения подземных горных выработок, которые, например, широко развиты в районе перехода через р. Кринка (Макаровский район).

Трудно согласится с предложением Авторов «Дополнения...», которые в качестве «фоновой» частоты разгерметизации газопроводов, вызванной движением грунта из-за природных явлений, основываются на данные EGIG» (EGIG 05.R.0002), но при этом не учитывают выше перечисленные «геоопасности», характерные для острова Сахалин. Список «геоопасностей» EGIG (оползни, подтопление, переходы через реки, горные выработки, прорыв плотин) только отчасти пересекается с перечнем «геоопасностей» на проекте «Сахалин-II».

Вторым моментом, который требует дополнительного обоснования является тот факт, что определенные для проекта «Сахалин-II» «геоопасности», за исключением переходов рек и болот, связаны с сейсмичностью. Таким образом, они не являются независимыми и могли бы быть объединены в одну группу. Однако оценка рисков от опасных геологических процессов должна базироваться на физико-географических и геологических условиях территории строительства, на пораженность территории тем или иным геологическим процессом и его интенсивность. В частности, более обоснованным является подход по анализу рисков от сейсмических воздействий и подвижек по разломам, превосходящих проектные значения изложенный в отчете 5600-С-90-01-Т-0026-00-Р1.

Утверждение Авторов «Дополнений» (стр.18), что проектные инженерно-технические решения, реализованные на газопроводе «Сахалин-II», обеспечивают его сохранность (отсутствие разгерметизации) на участках трассы, где возможны оползни, не совсем корректно, так как **на европейских газопроводах инженерно-технические решения по борьбе с оползневыми процессами так же реализовывались. Однако, согласно данным**

EGIG, оползни являются основной причиной разгерметизации газопроводов за счет подвижек грунта (52% случаев). Закладываемые в результате предлагаемой методики равные величины риска разгерметизации газопровода в результате сейсмического разжижения грунта и оползневых процессов (как 10% от разгерметизации грунта вызванного сейсмическим воздействием (стр.18)) лишний раз доказывают ее несостоятельность в анализе рисков вызванных движением грунта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенная в «Дополнениях к Специальным Техническим Условиям Проекта (СТУП)» методика Анализа Риска опасных производственных объектов проекта «Сахалин-II» не является в достаточной степени обоснованной и нуждается в существенной доработке с учетом российских требований и настоящей рецензии.

Специалисты ООО «Старстрой-Инжиниринг»:

Главный специалист, эксперт по промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности, к.т.н.



В.А. Галкин

Главный специалист геолог, к. геол.-минер.н.



И.К. Фоменко

Комментарий к ответам Протокола от 30.03.07 учета замечаний «Заключения экспертизы промышленной безопасности на отчет «Анализ риска береговых трубопроводов»

Ответы на 64 замечания проекта заключения экспертизы промышленной безопасности отчета «Анализ риска береговых трубопроводов», выданное АНО «Агентство исследований промышленных рисков» 15.03.07, представлены неофициально по э-почте 2.0407.

В связи с ограниченным временем рассмотрения ответов на замечания экспертизы, в настоящем материале представлены основные комментариями по сути представленных ответов.

1. В ответах **не учтены большинство замечаний** экспертизы.

Часть замечаний носит рекомендательный характер для повышения качества Отчета (замечание 1, 3, 6, 7), некоторые вопросы по применяемой методологии оценки риска требуют обсуждения (например, по выбору частотных характеристик разрыва трубопровода) и решение по их учету может принять заказчик.

Вместе с тем авторы отчета не смогли ответить на принципиальные замечания по вопросам анализа риска, которые могут также стать предметом рассмотрения на стадии государственной экспертизы проектной документации, если этот Отчет будет его составной частью или его результаты будут использованы в других частях проекта.

Основной аргумент в ответах на эти замечания основан на следующих приемах:

- уклонение от ответа, при котором ответ дается на часть замечания или не по его содержанию (например, замечание 7, 15, 22, 27,31, 32 и т.д.);
- ссылка на абсолютную правильность СТУП АР, в том числе его дополнения по газопроводам, которое не обсуждалось специалистами и не согласовано Ростехнадзором;
- игнорирование требований СТУП АР о приоритетном использовании российских нормативных документов (п.3.4.1, 5.2.1, 3.5.2 и др.).

2. Следует особо отметить **стиль ответов** специалистов ТАУ, неприемлемый для научной дискуссии и обсуждения серьезных проблем. Например, некоторые замечания трактуются как «демагогия», присутствуют фразы типа *«источник следовало бы посмотреть перед тем, как писать замечания»*, *«для любого эксперта, хотя бы не понаслышке знакомого с особенностями возникновения и развития аварии...»*, *«грамотный эксперт без труда сделает выводы»*, *«замечания экспертов ... демонстрирует глубокое непонимание»* и т.д. Что это - эмоции или отсутствие культуры?

3. Ниже приводятся **некоторые комментарии** к ответам на основные замечания.

Замечание 10. Особое удивление вызывает утверждение, что «Береговые трубопроводы Сахалин-2 не являются отечественными магистральными трубопроводами».

Замечание 12. Желательно привести «непосредственные вычисления» о малой вероятности дрейфа облака нефти, особенно с учетом влияния рельефа, площади разлива и температуры.

Замечание 26. В ответе характеризуется длина критического дефекта до 300 мм для МГ 1220. Это относится к трещинам ромбовидной формы с соотношением длина/ширина~8/1. Следовательно, эффективный диаметр отверстия составит около 85 мм. Поэтому утечек из отверстия 100 мм не может быть, поскольку эффективная длина дефекта больше критической.

Замечание 29 -30. Все-таки, чем объяснить существенное отличие жидкостных трубопроводов от газопроводов по частотам аварий? О несовершенстве какой методики идет речь?

Замечание 31. Замечание отнесено к СТУП АР. Тем не менее, наблюдается парадокс. По отечественной статистике частоты аварий на нефтепроводах и газопроводах большого диаметра примерно равны. А по СТУП АР соотношение частот аварий на газопроводе и нефтепроводе составляет 1:35 как следует из результатов расчетов. Что-то не так. Либо подход Дополнения к СТУП АР неверен, либо расчеты неверны.

Замечание 38.

Использование модели пассивной диффузии не отменяет учета начальной стадии струевого выброса. Это требование является обязательным. Кстати, в приведенной ссылке в СТУП АР (Меньшиков и др.) на стр.133 дается алгоритм учета начального разбавления шлейфа выброса. Но в расчетах этого нет. Однако следует также понимать, что в этой работе речь идет о регламентных выбросах из ТЭЦ.

Замечание 40 (подробно).

В замечании экспертизы указывалось, что массовую скорость истечения на месте аварии может превосходить эксплуатационный расход, равный (примерно) 400 кг/с. Эксперты указали некоторые причины этого: сток с двух концов, увеличение расхода в трубопроводе при падении давления.

В ответе авторов Отчета сток со второго конца трубы даже не обсуждается и в очередной раз бездоказательно утверждается, что использование эксплуатационного расхода в качестве интенсивности утечки «является обычным в инженерной практике анализа риска». Еще раз подчеркнем, что обратный сток может привести к удвоению интенсивности и пренебрежение им вносится ошибка в 100% при оценке последствий крупных аварий.

Недостаточно обоснованным является и утверждение авторов, что остановка насосов происходит за 1-1,5 минуты. Согласно Отчету по системе обнаружения утечек на БТ (СЭИК, 2006 г.) (стр. 50) даже крупные утечки (50% номинала) обнаруживаются через 2,2 мин. Меньшие утечки обнаруживаются за 10,8 мин (10%), 21,7 мин (5%) и т.д. За такие времена насос успевает реагировать на падения давления в трубе. Кроме того, если место разрушения расположено недалеко от насосной (10-20-30 км), то за несколько минут насос безусловно «почувствует» разрыв и произойдет заметное изменение характеристик прокачки нефти.

Кстати, в ответе авторов упоминается еще одна причина ускорения скорости выброса по отношению к эксплуатационному расходу – наличие волн разгрузки. И этот фактор тоже надо учитывать.

Увеличение скорости расхода и соответствующее падение давления при разрыве трубопровода отмечено, например, в Отчете по системе обнаружения утечек на БТ (СЭИК, 2006 г.), РД «Методика определения ущерба окружающей природной среде при

авариях на магистральных нефтепроводах» (АК «Транснефть», 1995г.) и приложении 8 РД «Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» (утверждено АК «Транснефть» 30.12.99).

По поводу ошибок в расчетах утечек нефтепровода также подробнее см. статью «О расчете объемов разливов опасных жидкостей при авариях на объектах трубопроводного транспорта», Сумской С.И. и др., ж. «Безопасность труда в промышленности», №2, 2006.

Замечание 48 (50).

Вопрос ставился иначе. Почему при сценарии «пожар в котловане» расчеты поражающих факторов для всех газопроводов приведены для истечения из одной секции трубы? Это видно из цифр. Поэтому дальнейшая оценка риска для газопроводов является неверной. Необходимо считать поражение по сумме истекающего газа из двух секций. Или объяснить, почему нельзя принять допущения СТО Газпром?

Замечание 51.

В замечании экспертизы отмечалось, что полученные расчетным путем значения дрейфа выброса неправдоподобны. Длина 5307,9 м, полуширина 60 м.

Ответ гласит (со ссылкой на п. 38), что метод расчета прописан в дополнении к СТУП АР. Если обратиться к дополнению к СТУП АР, то из его раздела 21.4. (ФОРМИРОВАНИЕ И ДРЕЙФ ОБЛАКА ГАЗА: Физика процесса; формулы G.21.26-27, табл. G.21.3, и т.д.) можно понять, что фактически расчет рассеяния проводился в соответствии с работой Швыряев А.А., Меньшиков В.В. «Оценка риска от систематического загрязнения атмосферы в исследуемом регионе: Методические указания к задаче практикума» (М.: Изд-во Химич.фак. Моск. ун-та, 2002). Модель описанная в этой работе не предназначена для расчета струйного истечения про авариях на газопроводах, а предназначена для оценки последствий слабых выбросов на таких объектах как трубы ТЭЦ, сбросы с компрессорных и т.д.

Замечание 64.

По поводу критериев приемлемости риска магистральных нефтепроводов см. п.3.5.1, табл. 24 СТУП АР, а также сайт www.safety.fromgu.com.

Кроме того, еще раз просим объяснить, почему согласно п.1.1.4 Отчета гибель одного человека допускается с меньшей частотой, чем гибель 10 человек (социальный риск)? Зависит ли величина социального риска от длины трубопровода?

Перечень и содержание комментариев могут быть существенно расширены при необходимости или разъяснены на совещании с представителями заинтересованных сторон.

Выводы

1. Анализ ответов ООО «ТАУ» на замечания проекта заключения экспертизы АНО «Агентство исследований промышленных рисков» показал, авторы Отчета не смогли представить обоснованных ответов на большинство принципиальных замечаний по вопросам оценки риска.

2. Применяемые в Отчете методы противоречат существующей практике анализа риска магистральных трубопроводов, основанной на действующих методических документах, согласованных Госгортехнадзором России:

- Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах (утверждено АК «Транснефть» 30.12.99);

- Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром» (СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003).

3. Рекомендуется завершить оформление заключения экспертизы с учетом изложенных комментариев ответов на замечания проекта заключения АНО «Агентство исследований промышленных рисков».

4. При несогласии авторов Отчета с данными выводами для решения вопроса рекомендуем привлечь сторонние организации, имеющие практику оценки риска магистральных трубопроводов.

Зав. отделом НТЦ "Промышленная безопасность",
д.т.н.



Лисанов М.В.

Зав. лабораторией МГУ им. Ломоносова М.В.,
к.х.н.



Швыряев А.А.

С.н.с. АНО «Агентство
исследований промышленных рисков»



Сумской С.И.