

ПРЕВОД

Ай Си Джи Би АД

**Проучване на
безопасността за
Междусистемна газова
връзка Гърция-България
(Проект IGB)**

**Договор Ай Си Джи Би
АД**

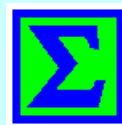
Но.

P-02-C- 18-5-2017

**Количествена оценка на риска
(КОР)**

Основен доклад

АВГУСТ 2017



Сибила АД.
Инженер-консултанти
Ипсиланду 16 151 22
Маруси
Гърция
www.sybilla.gr



© Авторско право 2017 СибилА АД Всички права запазени.

Настоящият документ е изготвен съгласно ограничените условия на споразумение между СибилА АД и Клиента и. СибилА АД не поема задължение или отговорност пред друга страна, позоваваща се по някакъв начин на съдържанието или друг аспект на документа.

Справка за редакциите и упълномощаванията

Редакция	Дата	Описание	От	Проверено	РМ
0	5/08/2017	Предадено за преглед от Възложителя	А.К.	И.П.	И.П.
1	5/10/2017	Окончателно предаване на Органите	А.К.	И.П.	И.П.

СЪДЪРЖАНИЕ

Изпълнителско резюме	Error! Bookmark not defined.
1 Въведение	Error! Bookmark not defined.
1.1 Основна информация за проекта	Error! Bookmark not defined.
1.2 Собственик на проекта.....	Error! Bookmark not defined.
1.3 Данни за контакт.....	Error! Bookmark not defined.
1.4 Философия на проектирането на проекта	Error! Bookmark not defined.
1.5 Екип за проучване КОР	Error! Bookmark not defined.
2 Кратко описание на газопровода Ай Си Джи Би	Error! Bookmark not defined.
2.1 Трасиране на газопровода.....	Error! Bookmark not defined.
2.2 Допълнителни инсталации.	18
2.2.1 Разполагане на допълнителни инсталации	Error! Bookmark not defined.
2.2.2 Станции за кранови възли	Error! Bookmark not defined.
2.2.3 Пускаща/приемна станция за почистване на газопровода	19
2.2.4 Станции за измерване/регулиране	Error! Bookmark not defined.
2.3 Оценка на чувствителни/гъсто населени райони	Error! Bookmark not defined.
2.4 Зона А - Калчас	22
2.5 Зона В - Родитис	23
2.6 Съкращения.....	Error! Bookmark not defined.
3 Методика за оценка на риска.....	Error! Bookmark not defined.
3.1 Приетата методика за оценка на риска	Error! Bookmark not defined.
3.2 Отчетени режими на авария.....	27
3.3 Режим на авария при външна намеса	28
3.3.1 Исторически данни за случаи на режими на авария при външна намеса, основани на група данни за аварии при европейски газопроводи (EGIG)	28
3.3.2 Как се отчита режимът на аварии при външна насмеса в ПП на газопровода Ай Си Джи Би АД.....	28
3.4 Режим на авария, свързан с дефекти при изграждането/оборудването	36
3.4.1 Исторически данни за режим на авария, свързан с дефекти при изграждането/оборудването, основани на EGIG	36
3.4.2 Производствени дефекти	Error! Bookmark not defined.
3.4.3 Износване.....	Error! Bookmark not defined.

3.4.4	Как се отчита режимът на аварии при дефект при изграждането/оборудването в ПП на газопровода Ай Си Джи Би АД.	37
3.5	Режим на авария, свързан с корозия.	40
3.5.1	Исторически данни за режим на авария, свързан с корозия, основани на EGIG.	40
3.5.2	Вътрешна корозия.	Error! Bookmark not defined.
3.5.3	Външна корозия.	Error! Bookmark not defined.
3.5.4	Пукнатини при корозия (ПК).	41
3.5.5	Как режимът на авария, свързан с корозия, е отчетен при ПП на газопровода Ай Си Джи Би.	42
3.6	Режим на авария, свързан с движение на земята.	43
3.6.1	Исторически данни за режим на авария, свързан с движение на земята, основани на EGIG.	43
3.6.2	Как режимът на авария, свързан с движение на земята, е отчетен при ПП на газопровода Ай Си Джи Би.	45
3.7	Режим на авария при Т-отклонение.	48
3.7.1	Исторически данни за режим на авария, свързан с Т-отклонение, основани на EGIG.	48
3.8	Друг и неизвестен режим на авария.	48
3.8.1	Исторически данни за друг и неизвестен режим на авария, основани на EGIG.	48
3.8.2	Как друг и неизвестен режим на авария е отчетен при ПП на газопровода Ай Си Джи Би.	49
3.9	Станция за линейни кранови възли – Количествен анализ на риска на работата и.	53
3.9.1	Работа на станциите за линейни кранови възли.	53
3.9.2	Основни заключения относно включването на работа на станции за линейни кранови възли в цялостната КОР на цялата газопроводна система.	54
3.10	Аналитична диаграма на режим на авария.	55
3.11	Оценка на броя аварии на газопровода.	56
3.11.1	Исторически данни за аварии на газопровода.	56
3.11.2	Честота на аварията, използвана в настоящата оценка.	56
3.11.3	Предвиждане на честотата на аварията от трети страни.	57
3.12	Изтичане на газопровода.	Error! Bookmark not defined.
3.13	Посока на изпускане.	Error! Bookmark not defined.
3.14	Вероятност за възпламеняване.	Error! Bookmark not defined.
3.15	Аналитична диаграма на режим на авария с вероятности.	Error! Bookmark not defined.
3.16	Топлинна радиация.	Error! Bookmark not defined.
3.17	Ефекти на топлинната радиация върху хората и имуществото.	62

3.18	Изчисление на риска	62
3.19	Критерии на приемливостта	66
3.20	Технически данни за газопровода	66
4	Резултати.....	Error! Bookmark not defined.
4.1	Отстояния при опасност	Error! Bookmark not defined.
4.2	Предвиждания относно честотата на аварии	Error! Bookmark not defined.
4.3	Индивидуален риск	Error! Bookmark not defined.
5	Защитни мерки за смекчаване.....	Error! Bookmark not defined.
5.1	Въведение	Error! Bookmark not defined.
5.2	Модификатори на честотата на аварията	Error! Bookmark not defined.
5.2.1	Параметри за изменение , които да се отчетат	Error! Bookmark not defined.
5.2.2	Дълбочина на покритието.....	Error! Bookmark not defined.
5.2.3	Клас местоположение & страна	77
6	Заклучения & препоръки	79
6.1	Препоръки.....	Error! Bookmark not defined.
7	Препратки	81
Приложение А. Изчисляване риска за обществото. Обобщение и заключения от проучването на PENSPEN		
A1.	Резюме на проучването на PENSPEN.....	83
A2.	Риск за обществото. Контекст.....	83
A3.	Изчисление на социалния риск	83
A3.1	Обхват на взаимодействие.....	83
A3.2	Методика за изчисляване на индивидуалния риск.....	83
A3.3	Методика за изчисляване на обществения риск	84
A3.4	Оценка на очакването.....	84
A4.	Критерии за приемане на риска	84
A5.	Допускания за населеност и заемане на сгради	86
A6.	Изчисления на обществения риск край село Калчас	87
A7.	Оценка ПДНН	88
A7.1	Анализ разходи ползи.....	89
Приложение В – Меморандум за основите на проектирането		
Приложение С – Кратка оценка на сеизмични събития в района на изграждане на газопровода Ай Си Джи Би.		
Приложение D – Оценка на честотата на аварии за газопровода и станциите с линейни възли.		
Приложение Е – Методика за изчисление на риска – описание на софтуера – входни/изходни данни.		



Списък със схеми

Фиг. 1. Схема на проекта IGB	12
Фиг. 2. Схема на проекта IGB. Гръцки участък	12
Фиг. 3. Карта на трасето на газопровода	13
Фиг. 4. Трасиране на газопровода – гръцка част.....	17
Фиг. 5.Трасиране на газопровода край село Калчас (зони 200м и 400м).....	23
Фиг. 6. Трасиране на газопровода край село Родитис (зони 200м и 400м).....	24
Фиг. 7. Елементи на КОР.....	26
Фиг. 8. Типичен канал за напречно сечение на газопроводи за ПГ (от ОВОС на IGB)	33
Фиг. 9. Типични мерки за защита с използване на цимент/ пясъчни торби (от ОВОС на IGB)	34
Фиг. 10. Типични берми за отвеждане за предотвратяване ерозия на почвата (от ОВОС на IGB)	35
Фиг. 11. Типично предотвратяване ерозия на брега с мрежа (от ОВОС на IGB)	36
Фиг. 12. Разпределение на второстепенни причини за движение на земята (1970-2013).....	43
Фиг. 13. Разпределение на второстепенни причини за движение на земята (2004-2013).....	45
Фиг. 14. Станция с кранови възли. Нормални експлоатационни условия.....	53
Фиг. 15. Станция с кранови възли. Снимка за онагледяване.....	54
Фиг. 16. Аналитична диаграма за режими на авария за изпускане на природен газ от газопроводи.....	55
Фиг. 17. Дебит на изпускане на газ (Kg/s) като функция на времето (пълно разкъсване).....	57
Фиг. 18. Дебит на изпускане на газ след разкъсване (обяснение на Фиг. 17)....	59
Фиг. 19. Логика на възпрепятствано и невъзпрепятствано изпускане.....	Error! Bookmark not defined.
Фиг. 20. Аналитична диаграма с вероятност за всеки резултат (Клас местоположение1).....	61
Фиг. 21. Илюстрация на обхват на взаимодействие.....	63
Фиг. 22. Хипотетични “точки на инцидент” (зона село Калчас).....	65
Фиг. 23. Хипотетична мрежа “точки на премане” (зона село Калчас).....	65
Фиг. 24. Точки $i_{1...k}$ за целия обхват на взаимодействие.....	66
Фиг. 25. IGB. Профили на индивидуалния риск.....	71
Фиг. 26. Iso-Карта на риска западно от село Калчас. Изменен проект с дебелина на стената на газопровода 11мм.....	72
Фиг. 27. Iso- Карта на риска западно от село Калчас. Изменен проект с дебелина на стената на газопровода 14.2 мм.....	73

Фиг. 28. Iso- Карта на риска източно от село Родитис. Изменен проект с дебелина на стената на газопровода 11мм.....	74
Фиг. 29. Iso- Карта на риска източно от село Родитис. Изменен проект с дебелина на стената на газопровода 14.2 мм.....	75
Фиг. 30. Ефект на дебелината на покритието върху честотата на аварии на газопроводи.....	77

СПИСЪК С ТАБЛИЦИ

Таблица 1. Разположение на станциите	18
Таблица 2. Клас местоположения	31
Таблица 3. Статистики за случаите на EGIG и UKOPA (Асоциация на операторите на газопроводи в Обединеното кралство).....	56
Таблица 4. Честота на аварията, използвана в настоящото проучване.....	56
Таблица 5. Статистика на повредите	57
Таблица 6. Обобщение на вероятностите за възпламеняване на EGIG	60
Таблица 7.Вероятности за възпламеняване за гръцкия участък на газопровода IGB.....	61
Таблица 8. Обобщение на параметрите на 32 инчовия газопровод	Error! Bookmark not defined.
Таблица 9. Резюме на предвидени отстояния при опасност.....	68
Таблица 10. Класове за местоположение за газопровода IGB.....	68
Таблица 11. Предвидени честоти на аварии с разкъсване 75 barg	69
Таблица 12. Предвидени честоти на аварии с теч 75 barg	Error! Bookmark not defined.
Таблица 13. Коефициент за намаляване нивото на аварии с външна намеса .	77

Изпълнителско резюме

Ай Си Джи Би АД, съдружие с равно участие между Български Енергиен Холдинг ЕАД и IGI Poseidon, планира да изгради междусистемната газова връзка Гърция-България. Този газопровод ще свързва гръцката газова мрежа при Комотини с българската газова мрежа при Стара Загора.

На Сибила АД инженер консултанти е възложено проучване за количествена оценка на риска за предложени 32-инчов газопровод в гръцкия участък от газопровода.

Първоначално проучване за Количествена оценка на риска, изготвено от консорциум Penspen-C&M, акцентиращо основно на района на КАЛЧАС, е използвано като начална точка за разговори с Органа по разрешителни, който е предложил някои корекции и изменения. Всички те са включени в настоящото проучване.

Най-гъсто населеният район по дължина на предложени газопровод е установен като точката, при която газопроводът преминава в близост до околностите на Калчас, в посочения район има голяма бензиностанция с център за обслужване на гуми към нея. Районът също така включва магазин за санитарни изделия, въпреки че към момента изглежда необитаван, а третото е малък супермаркет с апартаменти на първия етаж.

Още една област, която представлява интерес, се намира на изток от село РОДИТИС. В близост има две Психиатрични болници, които се считат за Чувствителни места и увеличават населението, което би могло да бъде подложено на Риска от инцидент в случай на катастрофална авария с газопровода.

Газопроводът IGB е проектиран съгласно съответните кодекси с практики, EN 1594 и ASME B31.8, и съответните национални разпоредби.

Настоящият доклад представя методиката и резултатите на КОР и заключава, че нивата на индивидуален риск по газопровода при мястото на оценка са по-големи от ограничението на Гръцкия технически регламент от 1×10^{-6} на година.

Наблюдава се, че нивата на индивидуален риск по газопровода при оценяваното място са по-големи от ограничението на Гръцкия технически регламент от 1×10^{-6} на година. Тук трябва да се подчертае, че е използвано много консервативно определение на индивидуален риск, отчитащо напълно изложено лице, което остава на посочената точка 100% от времето. Когато се увеличи дебелината на стената на газопровода, Индивидуалният риск спада под горепосоченото ограничение. Въпреки че надхвърлянето на ограничението на Регламента не поражда действителен проблем в ненаселените райони, при двете точки, а именно на запад от Калчас и на изток от Родитис, са предприети някои мерки, за да се намали индивидуалния риск за населението до приемливи нива (по-малко от 1×10^{-6}). За да се спазва това изискване, необходимо е увеличение на дебелината на стената на газопровода до 14,2 мм (както при Клас местоположение 2).

ВЪВЕДЕНИЕ

1.1 Основна информация за проекта

Газопроводът IGB е проектиран съгласно съответните кодекси с практики, EN 1594 и ASME B31.8, и съответните национални разпоредби.

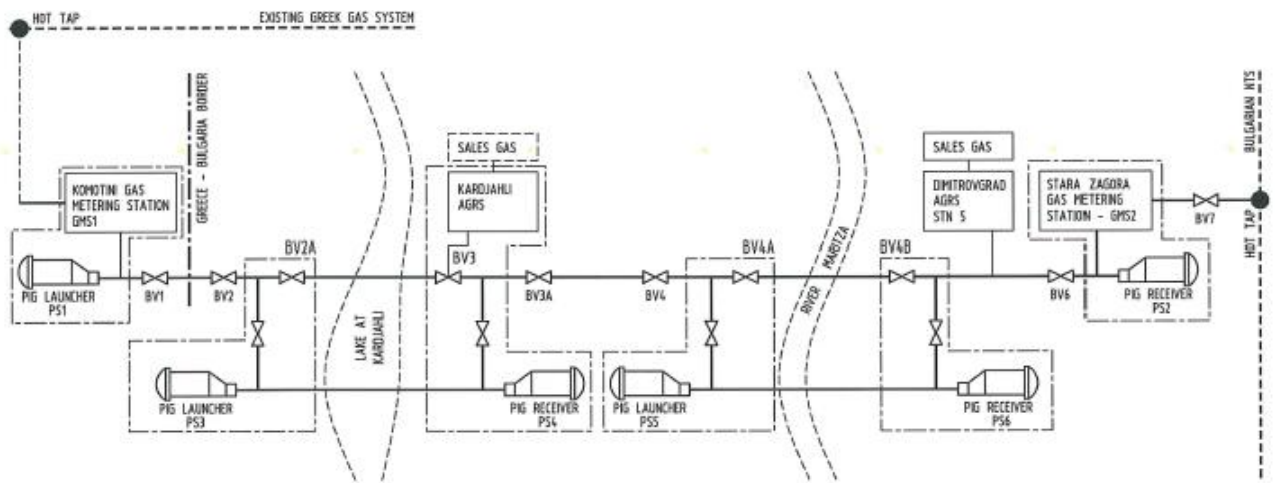
Настоящият доклад представя методиката и резултатите на КОР и заключава, че нивата на индивидуален риск по газопровода при мястото на оценка са по-големи от ограничението на Гръцкия технически регламент от 1×10^{-6} на година. За да се спази това ограничение, би бил необходим Клас 2 тръби с дебелина на стената от 14.2 мм.

Следва резюме на основните компоненти на проекта:

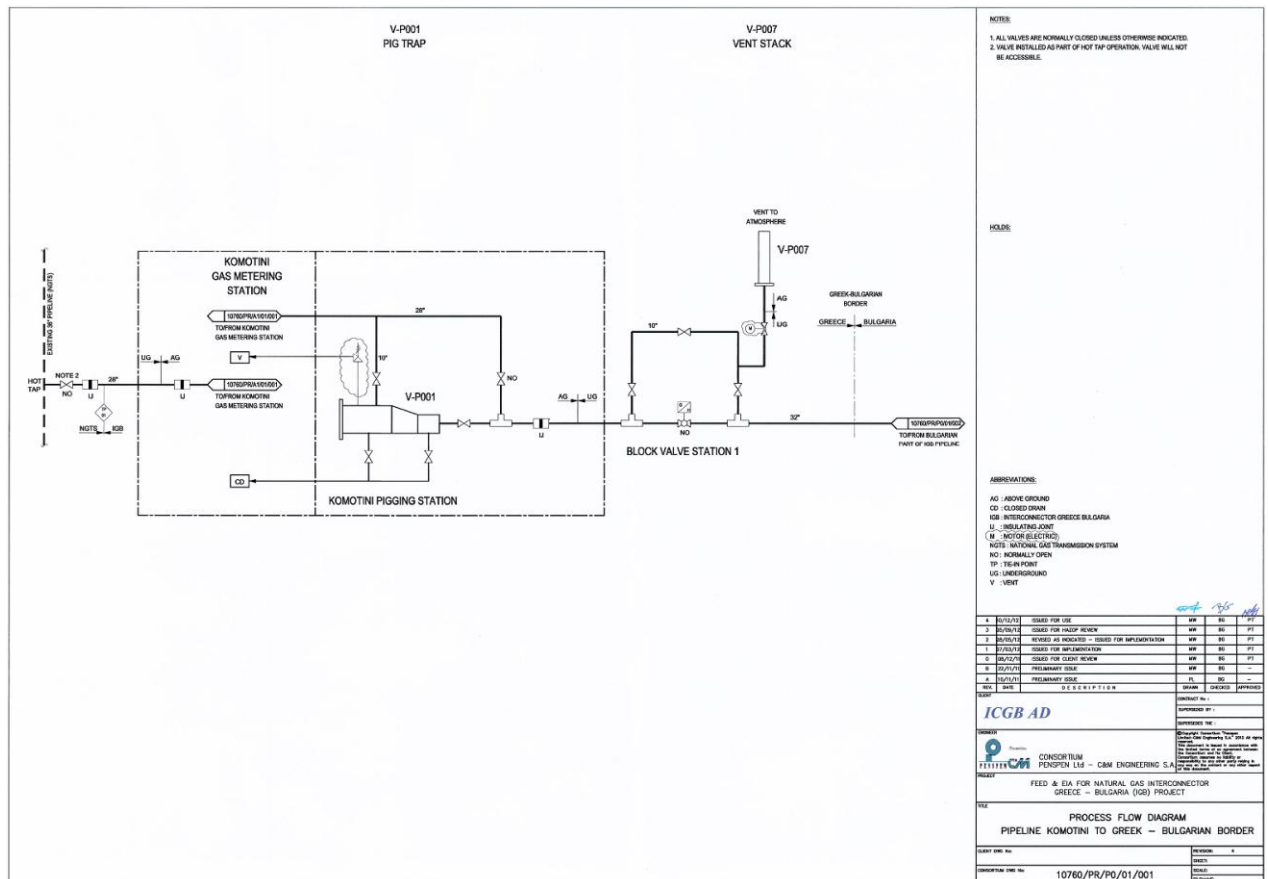
- Преносен газопровод под високо налягане с номинален диаметър 32” (812,8 мм) между Комотини и Стара Загора в България; гръцка част около 31.5 км и българска част около 150.5 км.
- десет (10) станции за кранови възли (КВ) по трасето на газопровода, съгласно приложимите норми, една (1) в Гърция и девет (9) в България.
- Газоизмервателна станция (ГИС) Комотини и Очистваща станция (ОС) при Комотини
- Станция за измерване и намаляване на налягането в Кърджали, България ;
- Връзка на газопровода със станцията за измерване и намаляване на налягането в Димитровград, България;
- Газоизмервателна станция (ГИС) и Очистваща станция (ОС) при Стара Загора, България;
- Интегрирани системи за контрол и телекомуникация.
- Диспечерски център и база за експлоатация и поддръжка (База Е&П) в Хасково, България.
- Предвиждане на бъдещи съоръжения за компресия в България.
- Различни допълнителни съоръжения в подкрепа на горепосочената инфраструктура.



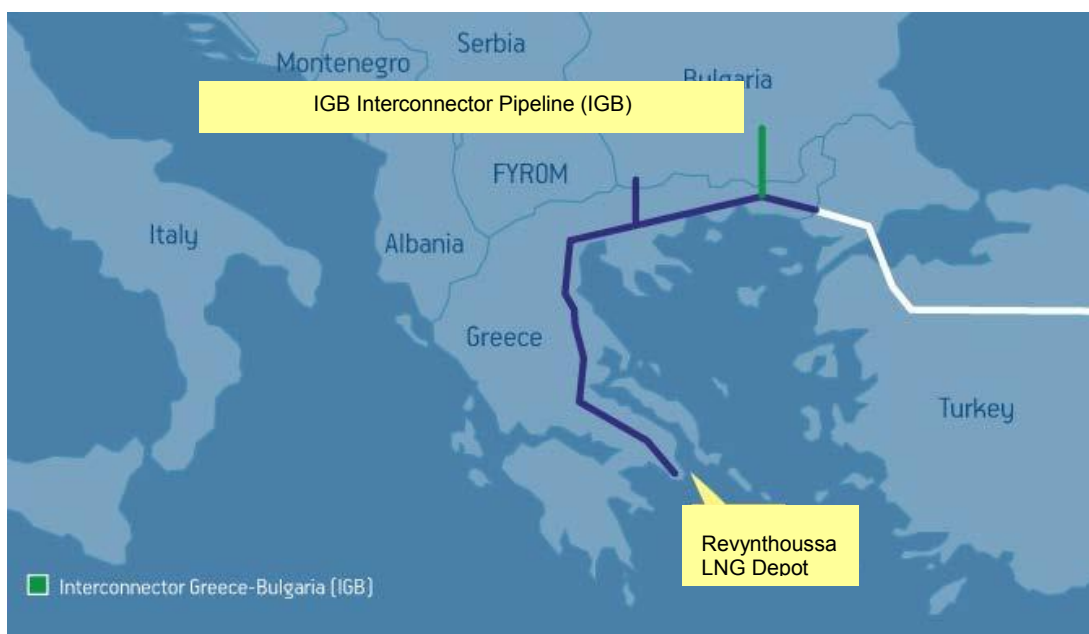
Фиг. 1. Схема на проекта IGB



Фиг. 2. Схема на проекта IGB. Гръцки участък



Фигура 3 по-долу представя Карта на трасето на газопровода.



Фиг. 3. Карта на трасето на газопровода

1.2 Собственик на проекта

Собственик на проекта е Ай Си Джи Би АД, дружество, вписано в Търговския регистър към Агенцията по вписванията в България с ЕИК 201383265, със седалище и адрес на управление бул. „Панчо Владигеров“ 66, жк. „Люлин 2“, София, България.

Ай Си Джи Би се представлява надлежно от Изпълнителните директори г-н Константинос Караянакос и г-жа Теодора Георгиева-Милева.

1.3 Данни за контакт

Лице за контакт за Проучването КОР за гръцкия участък в Ай Си Джи Би АД е г-н Константинос Тиройанис.

Настоящото Проучване за Количествена оценка на риска (КОР) е разработено от дружеството Сибилла АД Инженер-консултанти съгласно договор Р-02-С/18-05-2017, възложен от Ай Си Джи Би АД на дружеството Сибилла АД Инженер-консултанти.

Дружеството Сибилла АД Инженер-консултанти има офиси в Гърция, ул. „Ипсиланту“ 16, Маруси-Атина 154 52, тел.: +30-210-6024244, факс: +30-210-61412457220298 www.sybilla.gr, e-mail: mail@sybilla.gr.

Г-н Панагопулос Янис, инженер-химик Университет Аристотел, Солун, маг. е директор на проекта и отговаря за настоящото проучване и г-н Атанасиос

Караянис инженер-химик, Национален технически университет Атина е асистент директор на проекта .

1.4 Философия на проектирането на проекта

Положеният под земята газопровод IGB ще транспортира природен газ през границата между Гърция и България, като присъединява съществуващата станция Комотини в Гърция към съществуващ газопровод в близост до българския град Стара Загора. Предложеният газопровод ще е с обща дължина от приблизително 182 км (около 31.5 км в Гърция и 150.5 км в България).

Проектирането на тази двупосочна газопроводна система е съгласно международно признати кодекси с практики: EN1594 и ASME B31.8, а също и с български Наредби за безопасно транспортиране на 3 млрд. н. куб.м./г. газ първоначално като се предвижда бъдещото разширяване до максимален технически капацитет от 5 млрд. н. куб.м./г. Проектът също така включва изграждането на следните Наземни съоръжение(НС):

- 2 Газоизмервателни станции (ГИС) и 2 Очистни станции (ОС), една в Комотини и една в близост до Стара Загора;
- Четири (4) междинни очистни станции (ОС), от двете страни на **язовир** Кърджали и река Марица в България.
- Десет (10) Станции за кранови възли (КВ), една (1) в Гърция и девет (9) на територията на България;
- 2 отклонения и Автоматични газорегулиращи станции (АГРС) , разположени близо до българските градове Кърджали и Димитровград.
- 1 База за диспечирание/ експлоатация и поддръжка в Хасково, България.

1.5 Екип за проучване КОР

Настоящото проучване е разработено от дружеството Сибила АД Инженер-консултанти. Екипът на проучването включва :

- Панагопулос Янис, инженер-химик, Университет Аристотел , Солун, Маг. (вписан към Министерство на околната среда, енергетиката и климатичните промени), директор на проекта и отговорник на прокета за това проучване.
- Атанасиос Н. Караянис, инженер-химик, Национален технически университет Атина (вписан към Министерство на околната среда, енергетиката и климатичните промени), асистент директор на проекта и асистент отговорник на проекта за това проучване .
- Георг Гувалиас, инженер-химик.
- Костантинос Теофилактос, инженер- химик, маг.
- Василики Стаматопуло, инженер околна среда.
- Панайотис Караянис, инженер минни и металургични дености, Национален технически университет Атина
- Николаос Караянис, Инженерер-агроном, Аграрен университет Атина, експерт ГИС.

2 КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ГАЗОПРОВОДА АЙ СИ ДЖИ БИ

2.1 Трасиране на газопровода

Трасирането на газопровода под високо налягане е избрано въз основа на критерии като безопасност на населението, защита на екосистемите и структура на терена. Тези критерии са същите като тези, наблюдавани при проектите на други газопроводи с високо налягане на съществуващата гръцка газопрепосна мрежа, която неотдавна е преместена от DEPA и прехвърлена на DESFA S.A.

Трасирането на газопровода е с обща дължина 31479.87м. (K0-K109), започващо в точка K0 (Измервателна станция и Очистваща станция), която е разположена в югозападния край на Индустриалната зона на Комотини и завършващо в точка на свързване K109 от гръцкия участък на газопровода с останалия (български) участък на газопровода на границата Гърция-България.

В посока юг към север, трасирането е разположено последователно както следва:

Сегмент K0-K20 (0–11км): Трасирането на газопровода върви на северозапад първоначално и северно след това, започва от Индустриалната зона на Комотини, преминава от Измервателна станция (ГИС 1) и Очистна станция (ОС1) Комотини (K1+363.56) , които ще бъдат върху общ парцел на север от селището Филакас, продължава на юг първоначално и на запад след това от селището Трилорио, източно от селището Родитис и град Комотини и приключва между селищата Каридия и Калчас, преминавайки през обширни култивирани райони с памук и пшеница.

Пресича най-вече асфалтовия път Филакас- Трилорио(K3+71.89м), газопровода предмет на проучване на ДЕСФА Гърция-Италия (IGI) и съществуващия газопровод на ДЕСФА Комотини-Солун (K4+209.36м. & K4+221.72м), Стария национален път Алекснадруполис- Комотини (K8+88.56м), потока „Трелокимарос“ (K18+225.50м) и последно регионалния път Каридиа-Калчас (K19+989.66м).

Сегмент K20-K36 (11-16км): Със северозападна посока трасирането на газопровода преминава югозападно от селището Тикиро, преминавайки през хълмист район с полегати склонове с култури, дървета и пирени и пресича основно асфалтовия път за Тикиро (K25+21.68м), строящия се (строителните дейности все още не са започнали) Нов национален път „Комотини-Нимфеа- Гръцко-българска граница – Ос 75“ (K32A+100.36м) и асфалтовия път до Пандросос (K33+24.43м). В този сегмент е извършено исканото от местната Горска инспекция претрасиране :

- В зоната между точки K32 - K33 (от първоначалното трасиране REC), където съществува борова гора (от залесяване, за да се защитят селищата под нея, както и град Комотини от серизони наводнения) е било необходимо да се заобиколи гореспоменатата гора чрез преместване на газопровода на изток(Част K29-K30-K31-K32-K32A-K32B-K32C-K33 от окончателното трасиране REC).

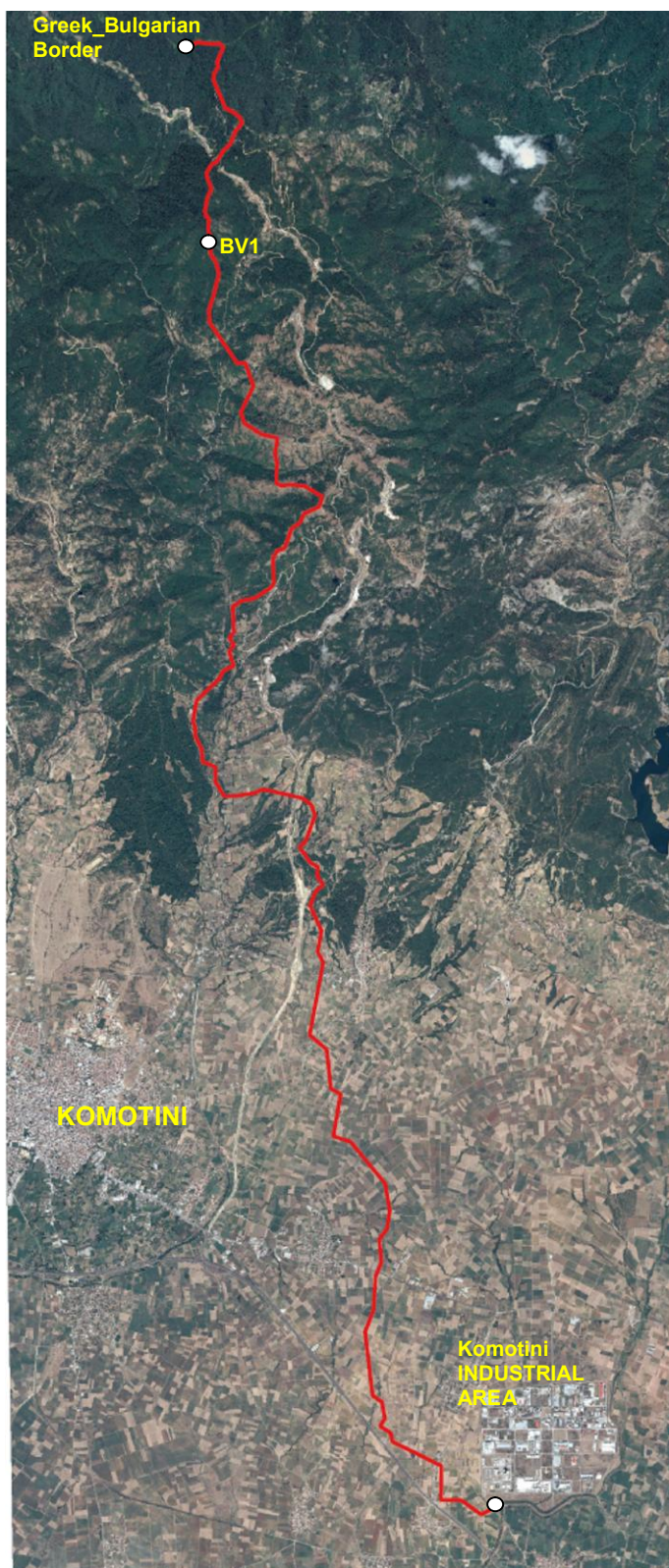
Сегмент К36-К109 (16-31.5км): Трасирането на газопровода е в посока север, преминавайки на запад първоначално и на север след това от селището Пандросос, на запад от селището Нимфеа, от Станция за кранови възли (КВ1) „Нимфеа” (К84+72.66m), която е разположена на 4 км на запад от селището Митикас, продължава на запад от селището Ано Митикас и свършва при гръцко-българската граница, минавайки през планински район с дървета и пирени. Пресича най-вече клисурата Каридорема (К36+30.27м. & К46+63.13м) и новия национален път Комотини-Нимфеа- -гръцко-българска граница- Ос 75” (К92+55.36м) над тунел , който вече е изграден. В този сегмент е извършено следното претрасиране, поискано от местната Горска инспекция :

- В зоната между точки К37 - К39 (от първоначалното претрасиране **REC**), където газопроводът е близо до гората „Нимфеа”, е преместен с около 15 м на изток поради причини, свързани със защита. (Част К37-К38-К39 от Окончателно трасиране **REC**).

Във връзка с административната структура на трасирането газопроводът е разположен в Района на Източна Македония–Тракия, в префектура Родопи и Община Комотини.



Фиг. 4. Трасиране на газопровода – гръцка част.



2.2 Допълнителни инсталации.

2.2.1 Разполагане на допълнителни инсталации

Газопроводът ще разполага със свързани Измервателни/Регулиращи станции, Станции за кранови възли/очистване според ПП :

- Газоизмервателна станция (ГИС) Комотини и Очистваща станция-Пускане (ОС) Комотини в общ план в района Комотини.
- Станция за кранови възли Нимфеа близо до гръцко-българската граница.

Таблица 1. Разположение на станциите

S/N / A/A	наименование / ΟΝΟΜΑΣΙΑ	описание / ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ	Чертеж номер / ΑΡ. ΣΧΕΔΙΟΥ 1:5.000	разположение / ΘΕΣΗ	Прогресивно разстояние / ΧΙΛΙΟΜΕΤΡΙΚΗ ΘΕΣΗ (m)	забележки / ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ	Дължина на път за достъп / ΜΗΚΟΣ ΟΔΟΥ ΠΡΟΣΒΑΣΗΣ (L)
1	КОМОТИНИ / ΚΟΜΟΤΗΝΗ	<p>Очистна станция (ОС1) / ΣΤΑΘΜΟΣ ΑΠΟΣΤΟΛΗΣ ΞΕΣΤΡΟΥ (PS1)</p> <p>ГАЗОЗИМЕРВАТЕЛНА СТАНЦИЯ (GMS1) / ΜΕΤΡΗΤΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ(GMS1)</p>	10760/PL/P1/02/421	K1A+67.16	633.37	ΠΡΕΠΟΡΨΑΝΟ ΜΕΣΤΟΠΟΛΟЖЕНИЕ / ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΘΕΣΗ	L= 380 м
2	НИМФЕА / ΝΥΜΦΑΙΑ	СТАНЦИЯ ЗА КРАНОВИ ВЪЗЛИ (KB1) / ΒΑΛΒΙΔΟΣΤΑΣΙΟ (BV1)	10760/PL/P1/02/430	K84+114.55	27608.57	ΠΡΕΠΟΡΨΑΝΟ ΜΕΣΤΟΠΟΛΟЖЕНИЕ / ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΘΕΣΗ	L= 1667 м

2.2.2 Станции за кранови възли

2.2.2.1 Философия за проектиране

Кранови възли ще бъдат инсталирани на газопровода за целите на изолиране на газопровода за поддръжка и за отговор на експлоатационни събития. При определяне на местоположението на кранове за разделяне на участъци ще се вземат предвид местоположения, които осигуряват непрекъснат достъп до крановите възли.

За определяне на броя кранови възли ще се извърши оценка на следните фактори

- количеството изпускане на газ поради изпразване за поправка и поддръжка, течове или пропускане

- време за изпразване на изолиран участък
- ефект върху района на изпускане на газ
- непрекъснатост на услугата
- експлоатация и гъвкавост на системата
- бъдещо разработване в околностите на газопровода.

EN 1594 не посочва конкретно граници за отстояние на кранове, въпреки това отстоянията между крановете не трябва значително да надвишават 30 км .

Една (1) станция за кранови възли ще се инсталира на гръцка територия, близо до гръцко –българската граница.

2.2.2.2 Конфигурация

Станциите за линейни кранови възли включват следното:

- основен кранов възел със задействащ механизъм
- обходен канал с изолационен кран за съдействие при изравняване на налягането на всяка страна на основния Кранов възел, за да му се даде възможност да се експлоатира при минимално диференциално налягане
- изолационни клапи на всеки Т- елемент за обходния канал, за да се даде възможност за поддръжка на обходния канал
- изпускател с клапа към вентилационна тръба
- връзки за налягане и температурни трансмитери

Обходните и изпускателни тръби следва да са спирателни кранове, инстлирани на повърхността , за да подпомогнат възможността за експлоатация и поддръжка. Мрежата от тръби над земята ще бъде електрически свързана с основната система за Катодна защита с искров промеждутък, предвидени за заземяване. Разстоянието между клапа и вентилационна тръба следва да се определи по време на етапа на прокетиране въз основа на разпръскване на газ, опасни зони и шум. Тръбите до вентилационната тръба ще бъдат засипани след наземната изпускателна тръба.

2.2.2.3 Философия на Stab-outs

Предвиждане на stab-outs на местата на крановите възли за бъдещи наземни инсталации ще се обмисли по време на етапа на проектиране, ако е необходимо.

Stab outs ще са под формата на Т-елементи с направляващи и засипани, невидими кранове. Т- елементи ще бъдат поставени нагоре и надолу от крановия възел, за да се гарантира , че захранването на бъдещата инсталация може да се поддържа, ако се изолира един участък от газопровода.

2.2.3 Пускаща /приемна станция за почистване на газопровода

2.2.3.1 Философия на проектирането

Пускащите и приемни станции за почистване ще се монтират на двата края на газопровода. Тези станции ще се намират:

- в началото на газопровода при Комотини
- в края на газопровода при Стара Загора (България).

Станциите за почистване ще бъдат проектирани за използването на постоянни камери за пускане и приемане. Камерите ще бъдат проектирани за двупосочни очистни операции като пускащото и приемно устройство ще бъдат идентични.

Очистните станции ще бъдат проектирани да позволят операции по изпускане, разуплътняване и почистване.

Междинни пускащи и приемни станции за почистване на газопровода ще бъдат монтирани в двата края на успоредния лупинг на специалното пресичане на езерото при Кърджали и река Марица в България съгласно разпоредбите на българското законодателство.

2.2.3.2 Конфигурация

Очистните станции ще включват следното:

Заварена в края постоянна универсална очистна камера с бързозатваряща се врата, инсталирана в основата

- наземна изолационна клапа с **full bore weld end isolation**
- наземно отклонение с **решетъчно Т-образно сечение**
- наземна изолационна сглобка, преди решетъчното Т-образно сечение за електрическа изолация на Системата за катодна защита на газопровода
- наземен кран на отклонение с обход
- **избутвач** с изолационна клапа за избутване на очистките, присъединен към основен вал на очистната камера
- **балансираща линия**, за да се даде възможност за запълване и херметизация на вала на очистната камера от двете страни на очистката едновременно
- изпускател с клапа към вентилационната тръба за продухване на очистната камера и разхерметизиране/ обезгазяване на газопровода
- ще бъдат монтирани сигнални очистни устройства, които посочват преминаването на очистките вън и извън очистната камера.

Пускащото и приемно устройство за почистване ще бъде оборудвано с индикатори за налягането, сигнални очистни устройства и сигурно заключване с изпускател, за да се предотврати неволно отваряне на бързозатварящата се врата.

Отточни проводни ще бъдат включени в очистните камери и нагоре по очистката на газопровода, за да се оттече течността, придвижвана през газопровода от очистките.

Заобиколните и изпускащи клапи следва да са спирателни кранове, инсталирани над земята, за да способстват за възможността за експлоатиране и поддръжка.

Разстоянието между възел и вентилационна тръба следва да се определи по време на етапа на проектане въз основа на разпръскване на газа, опасни зони и шум. Тръбите към вентилационната тръба ще бъдат засипани след наземната изолационна клапа.

2.2.3.3 **Stab-outs/ разклонения** към бъдещи съоръжения

Разклонения за бъдещи съоръжения ще бъдат разгледани по време на етапа на проектиране, ако е необходимо.

2.2.4 Станции за измерване/регулиране

Обхватът на станциите за измерване/регулиране е измерване качеството & количеството газ, преминаващ през тях и (ако е необходимо) регулирането (понижаването) налягането на газа.

Те се състоят от следните две части:

- Покрита зона, под която се монтира механичното оборудване (кранове, филтъри, регулатори на потока, измерватели на потока и т.н.). използването на поркив ще се реши по време етапа на проектиране.
- Малка сграда, в която се монтира цялото спомагателно оборудване: котли, климатици, батерии, компютри за потока и контрол, непрекъснато енергозахранване, спомагателен генератор за ток (EDG), офиси, WC, и т.н..

В околното пространство и вътре в сградата се полагат всички подземни спомагателни мрежи на електро-механичната и комуникационна мрежа (вода, канализация, кабели за ток и данни).

Осигурява се малко покрито пространство за монтиране на инсталация с анализатори за състава на газа (заедно със спомагателното им оборудване).

Тези станции работят автоматично без персонал. Въпреки това биват посещавани често от екипите за поддръжка и наблюдение.

2.3 Оценка на чувствителни/ гъсто населени райони

Газопроводите, проектирани съгласно признати кодекси и стандарти, обикновено могат да се считат автоматично да имат приемливо ниво на риск. Оценката на риска на етапа на проектиране може да се извърши като допълнително потвърждение на приемливостта на свързания риск. Ай Си Джи Би АД е поискала Количествена оценка на риска (КОР) да бъде извършена за гръцкия участък на газопровода и Сибила АД са прегледали предложеното трасе, за да установят най-чувствителния/ гъсто населен район в този участък, в който населението би могло да бъде изложено на риск.

Като обща насока за проектиране газопроводът избягва населени райони и преминава на голямо разстояние от тях.

Въпреки това, в по-обширния район на трасирането на Ай Си Джи Би има две точки, където трябва да се отдели специално внимание по отношение на безопасността. Това са :

- Районът западно от село Калчас между K19-K20 (А) и
- Районът на изток от село Родитис близо до пресичането с националния път между Комотини и Александруполис между K8-K9-K10 (В).

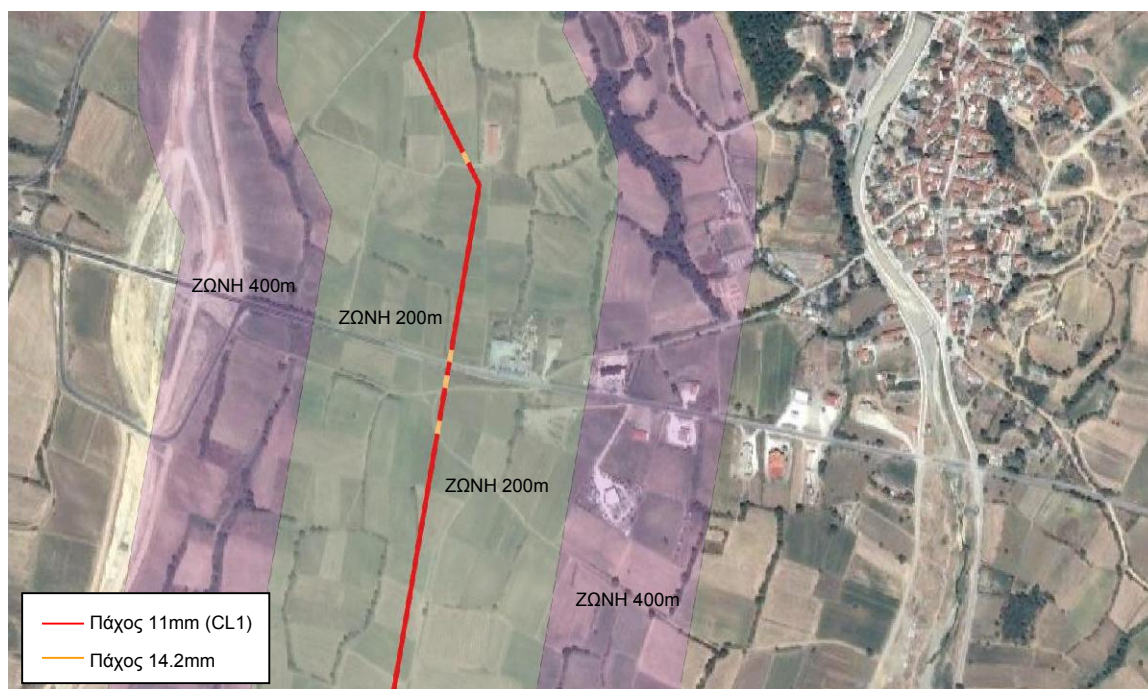


2.4 Зона А - Калчас

В зона А по време на последното десетилетие има значително развитие на запад от село Калчас близо до новия път, който свързва магистрала Егнатия с гръцко-българската граница. Въпреки че класификацията клас местоположение на газопровода в двете зони изглежда незасегната (остава Клас местоположение 1), натрупването на образувания като газостанция, автосервиз, магазини и т.н. постепенно увеличава населението, което би могло да бъде изложено на риск в случай на катастрофална авария с газопровода. Наблюдаваното натрупване се очаква да се повиши след като вече е пуснат горепосоченият път, който свързва магистрала Егнатия с гръцко-българската граница.



Фиг. 5.Трасиране на газопровода в зона Калчас (зони 200м и 400м)



Най-гъсто населеният участък по предложеното гръцко трасе на 32-инчовия газопровод IGB е където газопроводът преминава в близост до покрайнините на Калчас. В обхвата на опасност има три сгради, първата е голяма бензиностанция и сервиз за гуми към нея, втората е магазин за санитарни материали, въпреки че в момента изглежда необитаем, а третото е малък супермаркет с апартаменти на първия етаж. Други сгради са на повече от 250м разстояние от газопровода и са извън обхвата на опасност. Новият път, който свързва магистрала Егнатия с гръцко-българската граница, е на повече от 250 м от оста на газопровода на запад. Зоната около село Калчас и трасирането на газопровода IGB са представени на фигура 5.

2.5 Зона В - Родитис

В зона Б през последното десетилетие има значително развитие на изток от село Родитис. Въпреки че Класификацията клас местоположение на газопровода в двете зони изглежда незасегната (остава Клас местоположение 1), в близост има две психиатрични болници, които се считат за чувствителни и увеличават населението, което би могло да бъде подложено на Риск от инцидент в случай на катастрофална авария на газопровода.

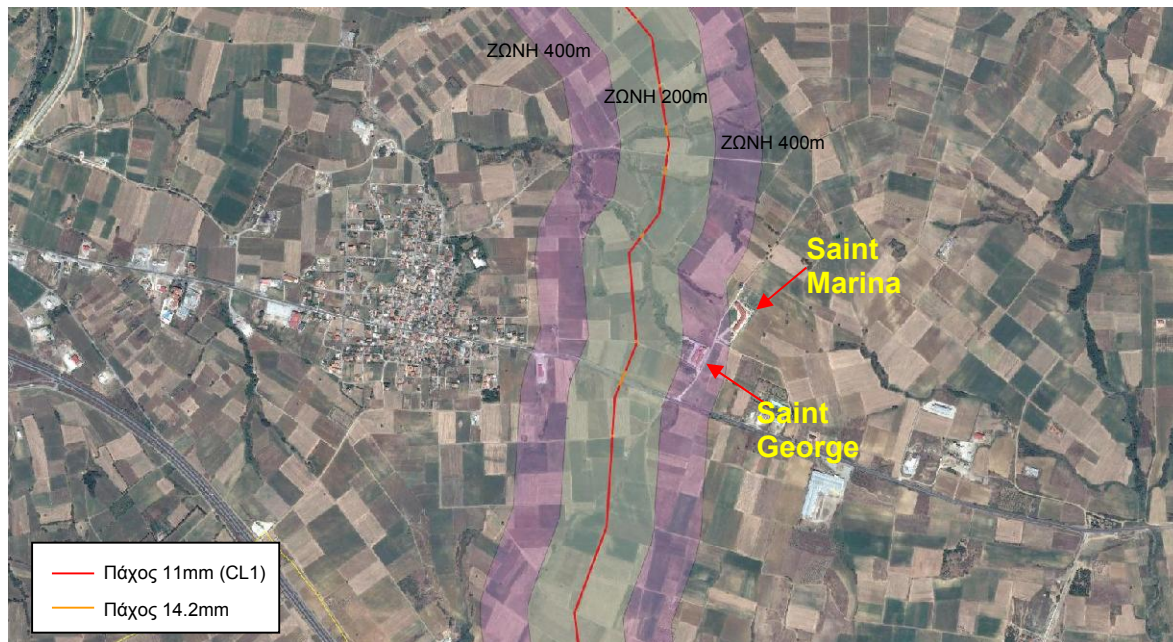
Най-старата от двете „Свети Георги“ със 120 болнични легла е близо до трасето на газопровода (около 250м), но не работи от 2011. „Свети Георги“ е първото психиатрично заведение за „Затворено лечение“, което работи в Гърция. Работата започва през 1999 с капацитет от около 120 пациента.

Днес работи само клиника „Света Марина“ със 160 болнични легла (от 2011) и е разположена на разстояние от около 400м от трасето на газопровода.



Районът около село Родитис и трасирането на газопровода IGB са представени на Фигура 6.

Фиг. 6. Трасиране на газопровода край село Родитис (зони 200м и 400)



Въпреки че оценката на Индивидуалния риск е извършена за цялата дължина на газопровода, специално внимание е отделено на двете горепосочени точки и са препоръчани мерки за намаляване на Риска в тези райони.

2.6 Съкращения

3LPE	3 слоен полиетилен
ALARP	Практически допустимо най-ниско ниво ПДНН
CP	Катодна защита
срт	Вероятност на милион
EGIG	Група данни за аварии при европейски газопроводи
EIA	Оценка за въздействие върху околната среда)
FBE	Предпазно епоксидно покритие)
FEED	Предварителен проект
FRED	Пожар, изпускане, експлозия и разпръскване
HSE	Ръководител здраве & безопасност (Обединеното кралство)
IGB	Έργο Διασυνδέτηριου αγωγού Ελλάδας – Βουλγαρίας



ICGB	Εταιρεία Διασυνδετήριου αγωγού Ελλάδας – Βουλγαρίας
IGEM	Ινστιτούτο Μηχανικών και Διευθυντικών Στελεχών Αερίου
MOP	Μακσимально експлоатационно налягане)
PE	полиетилен
QRA	Κοличественα оценка на риска)
ΠΚ	Πукнатини при корозия)
SRB	Βακτηрии, намаляващи сярата)
T/R	Τρανсформатор/изправител)
TDU	Единица за топлинна доза)
UKOPA	Асоциация на операторите на наземни газопроводи в Обединеното кралство

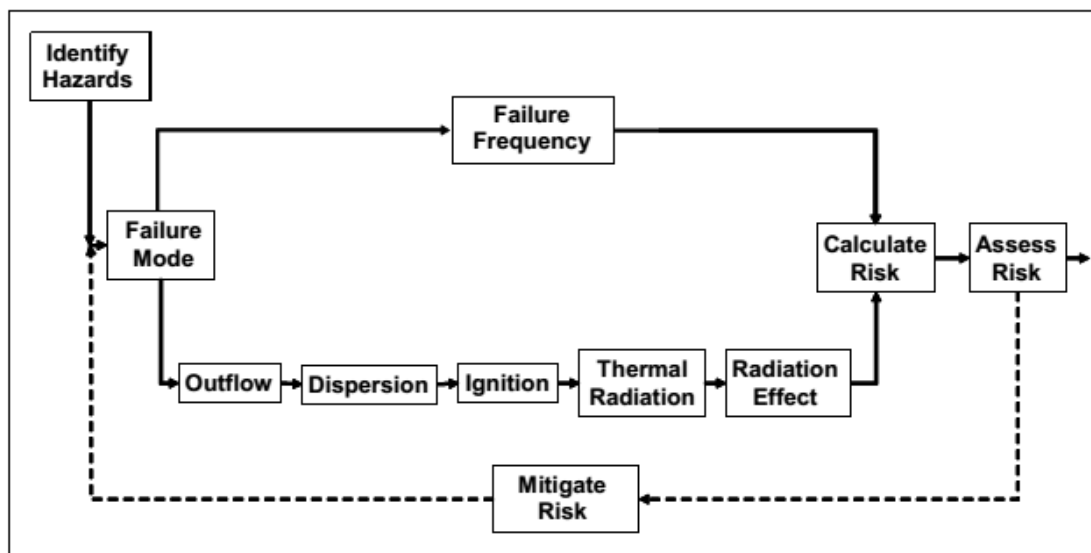


3 Методика за оценка на риска

3.1 Приетата методика за оценка на риска

Общата методика, използвана при количествените оценки на риска, е показана схематично на Фигура 7 по-долу.

Фиг. 7. Елементи на КОР



Важно е, че, доколкото е основателно възможно, стойностите за честота, използвани в КОР, отразяват действителното проектиране, условия и среда, в които ще работи газопроводът. Стандартният подход е да се вземат общи данни (които имат предимството да бъдат събрани от широка примерна база като групата данни за аварии при европейски газопроводи - EGIG, UKOPA, RIVM) и след това да се адаптират, за да отразят конкретния газопровод.

Изходната точка за КОР са данни за причините за аварии и свързаните размери на дупки; те се извличат от бази данни за бранша и са разгледани по-долу.

Единствено дупки и разкъсвания се считат за течове от пукнатини или точковидни дефекти има много слаба вероятност да доведат до катастрофи и трябва да се има предвид, че наборите данни за газопроводи, подобни на Ай Си Джи Би, са много малки, затова има несигурност в извлечените специфични честоти, показани подробно по-долу.

Подробности за общи допускания и методика, използвани при оценката на риска, могат да се видят по-долу и са съгласно стандарта IGEM/TD/2.

3.2 Отчетени режими на авария

Режимите на аварии за повечето газопроводи обикновено са добре известни и като цяло включват:

Аварии поради външна намеса

- Авария поради дейността, която е причинила инцидента (копане, струпване на куп, наземни дейности)
- Авария поради оборудването, участващо в инцидента (например съединителна скоба, булдозер, изкопна машина, рало)
- Авария поради внедрените мерки за защита (например обшивка, кожуси)

Аварии поради производствени дефекти

- Производствени/Заваръчни/ фабрични дефекти,
- Свързани с оборудването,
- Износване ,

Критични въпроси са видът дефект (конструкция или материал), детайли на дефекта (твърдо място, разслояване, материал, заварка при монтажа или неизвестен), вид компонент на газопровода (прав, **коляно при монтажа, заводско** коляно)

Аварии поради корозия,

- Вътрешна корозия,
- Външна корозия,
- Корозия при пропукване от напрежение,

Критични въпроси са разположение на корозията (вътрешна, външна, неизвестна), външен вид (обща, точкова, пукнатини) , **inline проверка** (да, не, не е известно)

Авария поради движение на земята

- Свързани с времето и външни сили (например движение на земята);

Критичен въпрос е видът движение на земята (свличане на бент, ерозия, наводнение, свлачище, минни дейности; река или неизвестен.

Аварии поради други или неизвестни причини,

- Грешка при проектиране,
- светкавица,
- грешка при поддръжка.
- Вътрешна корозия

Приложимостта на потенциалните режими на авария в гръцкия участък на 32-инчовия газопровод IGB са по-подробно разгледани по-долу.

Подробен анализ на процента аварии на газопровода е представен в Приложение D.

3.3 Режим на авария с външна намеса

3.3.1 Исторически данни за случаи на режими на авария при външна намеса, основани на EGIG

Деветият доклад на EGIG отчита, че Външни намеси са отговорни за значителен процент от общия брой инциденти.

От този доклад могат да се извлекат някои общи заключения

- Газопроводи с голям диаметър са по-малко уязвими на външни влияния (отколкото газопроводи с малък диаметър). За това може да има няколко обяснения: газопроводите с малък диаметър могат по-лесно да се захванат по време на наземни дейности от по-големите газопроводи, устойчивостта им е често по-ниска поради по-тънка дебелина на стената и могат да се видят по-често в градски зони, където дейността на трети страни като цяло е по-голяма
- Дълбочината на покриване е един от водещите индикатори за честота на аварията на газопроводи. Газопроводите с по-голяма дълбочина на покриване имат по-ниска първостепенна честота на аварии.
- Газопроводи с по-голяма дебелина на стената са с по-малка честота на аварията от външна намеса.

3.3.2 Как режимът на аварии при външна намеса е взет предвид при ПП на газопровода Ай Си Джи Би.

Всеки газопровод, който пресича обществено достъпна земя, е под риск от външна намеса, например, почистване на канала или строителни дейности. Вероятността да настъпи външна повреда се намалява чрез редовен контрол на трасето на газопровода или въздушни, или проучвания от наблюдателна точка, ясна маркировка на газопровода и редовна комуникация със собственика на земята. **При газопровода IGB маркирането по трасето ще се извърши според спецификации и ясно видима пластмасова мрежа ще бъде поставена върху тръбата в канала.**

Външната намеса обикновено оставя вдлъбнатина, жлеб или вдлъбнатина с жлеб. Простото вдлъбване се определя като щета, която причинява лека промяна в извитостта без намаляване на дебелината на стената на тръбата. Вдлъбнатината причинява силно локализиран натиск и причинява огъване в стената на тръбата, но това обикновено се поема от еластичността на газопровода и не намалява значително налягането на разрушаване на газопровода.

Жлебовете се предизвикват, когато чужд обект, например зъбът на механичен багер, надраска повърхността на газопровода, отстранявайки част от стената на тръбата. Жлебовете намаляват здравината на газопровода поради загубата на метал и може да се образува също така **работен втвърден слой** под жлеба. Това твърдо място ще намали местната еластичност и следователно ще се отрази на състоянието при авария.

Ако се образува вдлъбнатина с жлеб или друг дефект, то повишените локализираните натиски действат върху област, съдържаща концентратор на напрежение. Ефектът е да се увеличи еластичното разкъсване на дефекта чрез оставащата свързка, тъй като вдлъбнатината се придвижва навън под действието на вътрешното налягане. Всяко твърдо място може да се пропука, когато се премахне вдлъбващата сила и тръбата се опита да се върне към първоначалната си форма. Вдлъбнатини в комбинация с жлебове могат да имат много ниски налягания на разрушаване и кратък живот на износване.

Дефектите от външна намеса могат да се проявят или като теч, или като разкъсване в зависимост от вида и размерите на дефекта, както и експлоатационни и материални параметри на газопровода.

Избор на трасиране

Следните фактори се вземат предвид, за да се избере оптимално трасиране на газопровода.

- Минималното разстояние на трасето на газопровода от съществуващи сгради трябва да се вземе предвид;
- Да няма близост до опасни зони, които могат да засегнат целостта на газопроводните инсталации като райони с резервоари, складове за експлозивни и други източници на възпламеняване (близостта да надвишава 30м от границите на парцела), кариери, мини и други опасни инсталации;
- Да е в зони с намален риск от пожар и газопроводните инсталации да могат да са защитени от пожари в имоти в близост, които не са под контрола на дружеството, експлоатиращо газопровода;
- Преминаването на трасето на газопровода през следните зони трябва да се избягва, където е възможно, или да се сведе до минимум:
 - зони с основи, които могат да се отразят на каналите на газопровода;
 - близост на минали, настоящи и бъдещи добивни дейности;
 - съществуване на планирани зони за застрояване;
 - зони, които са определени за бъдещо разработване (жилища, индустриални, търговски или минерални) или друг контрол по разработването
 - зони с планирани бъдещи проекти;
 - зони с подземни препяствия, причинени от човешка дейност.

3.3.2.1 Класове местоположения и изчислителни коефициенти

Изчислителните коефициенти на газопровода (ИК) ще бъдат съгласно EN 1594, увеличени, където е необходимо, с насоки, дадени от ASME B31.8, относно гъстота на населението и пресичания. Изчислителните коефициенти в никой случай няма да бъдат по-високи от максималните стойности, определени в EN 1594 Клауза 7.2.1.

Газопроводите ще бъдат класифицирани като :Клас Местоположение 1 & 2, както е представено в таблицата за клас местоположение в Приложение В. Тези класове местоположение и свързаните изчислителни коефициенти

са определени съгласно насоките на ASME B31.8 Клауза 840 и таблица 841.1.6-1.



Таблица 2. Класове местоположения

От чертеж номер / Από Αρ. Σχεδίου 1 : 1000	До чертеж номер / Έως Αρ. Σχεδίου 1 : 1000	Ποзиция / Θέση		Προгресивно разстояние / Χιλιομετρική Θέση		C1	C2	C3	C4	Забележки / Παρατηρήσεις
				(m)						
		от / Από	до / Έως	от / Από	до / Έως	(m)	(m)	(m)	(m)	
10760/PL/P1/02/601	10760/PL/P1/02/616	K0+0.00	K35+102.03	0.00	15996.78	15996.78				
10760/PL/P1/02/616	10760/PL/P1/02/618	K35+102.03	K42+183.56	15996.78	17596.78		1600.00			
10760/PL/P1/02/618	10760/PL/P1/02/619	K42+183.56	K49+374.76	17596.78	19256.78	1660.00				
10760/PL/P1/02/619	10760/PL/P1/02/621	K49+374.76	K57+78.01	19256.78	20856.78		1600.00			
10760/PL/P1/02/621	10760/PL/P1/02/634	K57+78.01	K109+0.00	20856.78	31636.66	10779.88				
общо / ΣΥΝΟΛΟ						28436.66	3200.00	0	0	



3.3.2.2 Материали за газопровода

Линейните тръби ще бъдат съгласно конкретна за проекта спецификация, която е допълнение на EN 10208-2. Избраният клас е L450MB..

Ще се използват единствено стоманени тръби и тръбни компоненти.

Могат да се използват спираловидни (винтови) заварени тръби за $DN \geq 600$.

Завинтени и резбовани свързки и фитинги ще се ограничат до монтиране на наземни прибори.

Газопроводът и фитингите ще бъдат изпитани по Шарпи. Температурата на изпитване за улавяне на действащо еластично счупване ще се определи в хода на проекта. Тръбите или компонентите за тръби ще са снабдени със сертификати за проверка EN 10204 Тип 3.1 или 3.2.

3.3.2.3 Маркировка на газопровода

Като цяло ще бъде осигурена издръжлива маркировка при границите на полето и имотите, при промени при центроване на трасето и всяка страна на пресичанията на пътища, жп релси и водни обекти. Маркировката ще е с табели за идентификация по проект, одобрен от Собственика.

Може да се разгледа по време на работното проектиране необходимостта от въздушна маркировка на съответни интервали, за да се подпомогнат рутинните проучвания за поддръжка от хеликоптер или леко въздухоплавателно средство.

3.3.2.4 Засипване и защитно покритие

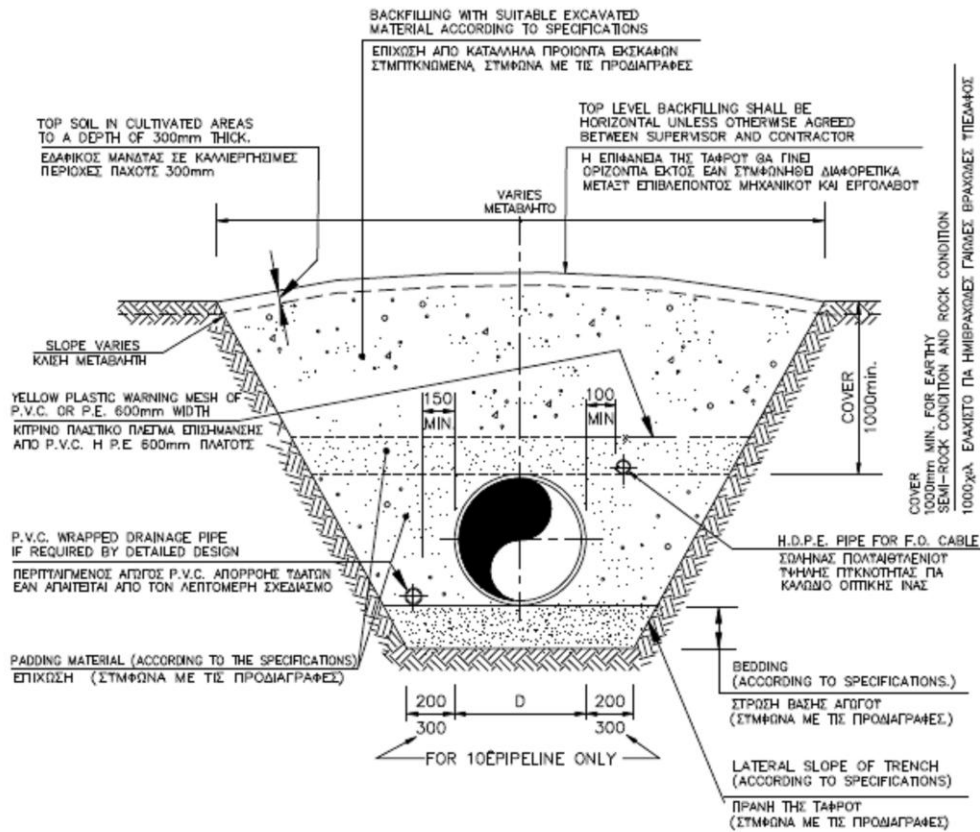
Дълбочината на засипаното покритие до горната част на тръбата ще бъде минимум 1 метър и при всички случаи съгласно действащата практика на ДЕСФА. В по-населени райони и при повечето пресичания ще бъде минимум 1.2 метра, но на специални места ще се определи на етапа на работно проектиране.

Следните графики, взети от ОВОС-а на проекта, представят:

- Напречно сечение на типичен канал за газопроводи
- Тичпини мерки за защита с използване на цимент/пясъчни торби
- Типични берми за отвеждане за предотвратяване ерозия на почвата .
- Типично предотвратяване ерозия на брега с мрежа



Φιγ 8. Τυπικη καναλ ζα ναπρηνη ςεκηνη να ζαζοπρηνη ζα ΠΓ (οτ ΟΒΟС на IGB)

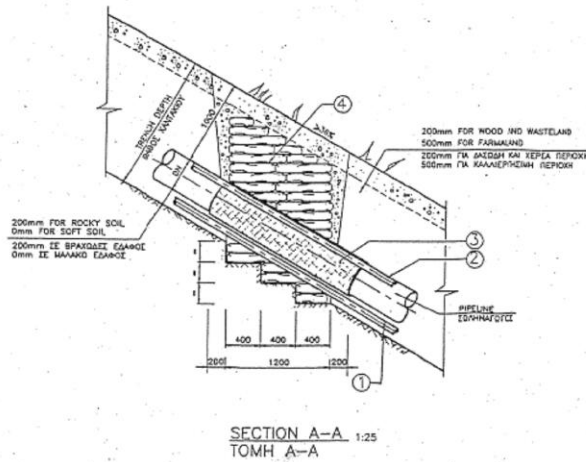
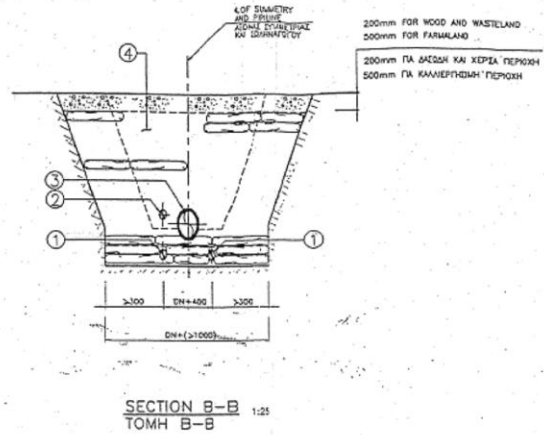
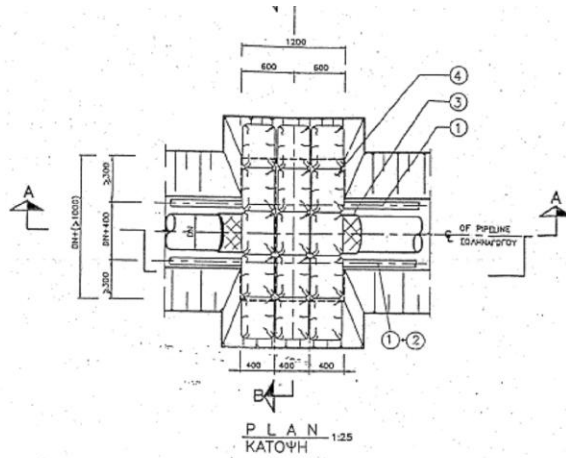


REMARK
 TYPICAL TRENCH IS NOT APPLICABLE FOR PIPELINE CROSSINGS WITH NATIONAL ROADS, RAILROADS, ROADS, RIVERS, IRRIGATION AND DRAINAGE CHANNELS, ACTIVE SEISMIC FAULTS, ETC.
 Η ΤΥΠΙΚΗ ΤΟΜΗ ΤΑΦΡΩΤ ΔΕΝ ΕΧΕΙ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΙΣ ΔΙΑΣΤΑΥΡΩΣΕΙΣ ΤΟΥ ΑΓΩΓΟΥ ΜΕ ΕΘΝΙΚΕΣ ΟΔΟΥΣ, ΣΙΔΗΡΟΔΡΟΜΟΥΣ, ΔΡΟΜΟΥΣ, ΠΟΤΑΜΙΑ, ΑΡΔΕΥΤΙΚΑ ΚΑΙ ΑΠΟΧΕΤΕΥΤΙΚΑ ΚΑΝΑΛΙΑ, ΕΝΕΡΓΑ ΣΕΙΣΜΙΚΑ ΡΗΓΜΑΤΑ, Κ.Λ.Π.

TYPICAL TRENCH SECTION IN EARTHY, SEMI ROCKY OR ROCKY SOILS IN OPEN COUNTRY
 ΤΥΠΙΚΗ ΔΙΑΤΟΜΗ ΤΑΦΡΩΤ ΣΕ ΓΑΙΩΔΗ, ΗΜΙΒΡΑΧΩΔΗ Η ΒΡΑΧΩΔΗ ΕΔΑΦΗ ΣΤΗΝ ΉΠΙΛΘΡΟ



Φιγ. 9. Τιιχινη μερκι ζα ζαχτιτα ζ ιζποζιζβανη на ζιμεντ/ πιαζχνη τορβι (οτ ΟΒΟС на IGB)



MARK	QTY	DESCRIPTION	D M G OR STD	REMARKS
①		TRENCH BREAKER WITH CEMENT-SAND BASE (AS PER PROPORTIONS IS)		
②		LAYERS OF "FIBREGLASS" OR EQUAL		
③		432 CARBON ROPE OR POLYESTER ROPE WITH POLYESTER CORE (SEE TO AS SPEC IN SOI-MEM/18)	(MS - 432) OR BOTS	
④		NON WOVEN GEOTEXTILE	SEE TO AS SPEC IN SOI-MEM/18	FORMATED

LIST OF MATERIAL

MARK	QTY	DESCRIPTION	D M G OR STD	REMARKS
①		TRENCH BREAKER WITH CEMENT-SAND BASE (AS PER PROPORTIONS IS)		
②		LAYERS OF "FIBREGLASS" OR EQUAL		
③		432 CARBON ROPE OR POLYESTER ROPE WITH POLYESTER CORE (SEE TO AS SPEC IN SOI-MEM/18)	(MS - 432) OR BOTS	
④		NON WOVEN GEOTEXTILE	SEE TO AS SPEC IN SOI-MEM/18	FORMATED

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΥΛΙΚΩΝ



Фиг. 10. Типични берми за отвеждане за предотвратяване ерозия на почвата (от ОВОС на IGB)

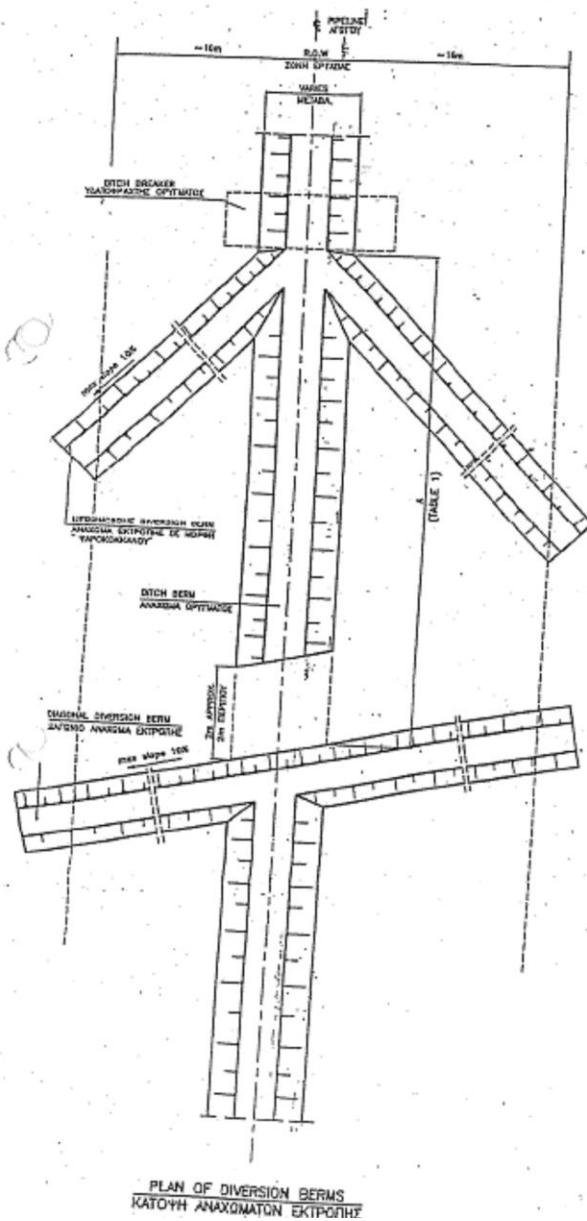


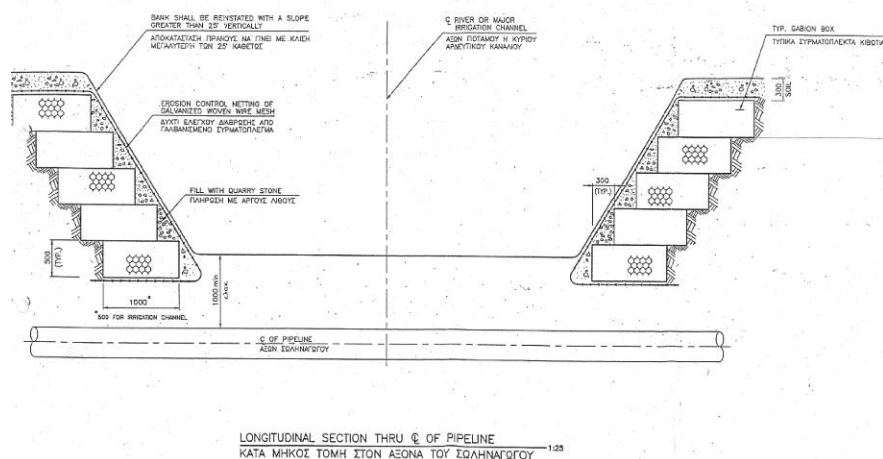
TABLE 1
 ΤΥΠΙΚΗ ΑΠΟΣΤΑΣΗ ΜΕΤΑΞΥ ΑΝΑΧΩΜΑΤΩΝ ΕΚΤΡΟΠΗΣ

SLOPE ΚΛΙΣΗ	SOIL EROSION POTENTIAL ΕΠΙΚΙΝΔΥΝΟΤΗΤΑ ΕΛΑΦΟΥΣ ΣΕ ΔΙΑΒΡΩΣΗ		
	HIGH - ΥΨΗΛΗ (10% SANDSLOPE) ΟΥΚ ΕΠΙΣΤΡΑΤΩΜΕΝΟ	MODERATE - ΜΕΤΡΙΑ (20% SANDSLOPE) ΕΠΙΣΤΡΑΤΩΜΕΝΟ ΜΑΛΑ	LOW - ΧΑΜΗΛΗ (30% SANDSLOPE) ΕΠΙΣΤΡΑΤΩΜΕΝΟ ΣΤΕΡΕΟ
GENTLE (<10%) ΩΜΑΛΗ	45	60	NOT WATERWAYS NECESSARY ΔΕΝ ΑΝΑΧΩΜΑΤΑ ΕΚΤΡΟΠΗΣ
MODERATE (10%-20%) ΜΕΤΡΙΑ	30	45	60
STEEP OVER 20% ΜΕΤΑΛΗ	30% SCRAPE ΚΑΘΗ	30% SCRAPE ΚΑΘΗ	30% SCRAPE ΚΑΘΗ

TABLE 1
 ΠΙΝΑΚΑΣ 1



Фиг. 11. Типично предотвратяване ерозия на брега с мрежа (от ОВОС на IGB)



Подробната приблизителна оценка на процента аварии поради външни намеси е представена в Приложение D.

3.4 Режим на авария , свързан с дефект на изграждането/оборудването

3.4.1 Исторически данни за режим на авария, свързан с дефекти при изграждането/оборудването, основани на EGIG

Деветият доклад на EGIG отчита дефектите при изграждане/материали като една от причините за аварии с газопроводи. През последните десет години те са представлявали около 16% от инцидентите с газопроводи и се нареждат на трето място сред причините за инциденти.

Деветият доклад на EGIG дава възможност за разграничение между дефект при изграждането и повреда в материалите и представя данни за честота на аварията с причина за инцидента „дефект при строителството“ за различни класове година строителство и размер течове.

От този доклад могат да се направят няколко общи заключения

- Честотата на аварията за „дефект при изграждането“ като цяло намалява с увеличаване годината на изграждане. Новите газопроводи са по-малко уязвими на дефекти при изграждането поради технически подобрения.
- Този феномен се наблюдава също така при анализа на увеличаване на възрастта.
- Материал клас А е с най-високата честота на аварии за „авария на материала“ в периода 1970-2013, въпреки че в периода 2004-2013 не са причинени аварии от дефект на материала по газопроводи клас А.

3.4.2 Производствени дефекти

Дефекти на материалите като примеси или разслояване и дефекти на заваръчния шев ще бъдат подложени на фабрично изпитване и хидроизпитание на високо ниво, което ще предизвика проявата на значителни дефекти. Строителни дефекти, включително дефекти на мярката, по подобен начин трябва да са преминали хидроизпитание на високо ниво. Авария поради производствени дефекти тогава има вероятност да настъпи само ако има механизъм на растеж като износване или те са подложени на силно натоварване поради например движение на земята. Вероятността от настъпване на тези събития в участъка Калчас от 32-инчовия газопровод IGB се обсъжда по-долу.

3.4.3 Износване

Дефекти при газопроводи или производствени дефекти, или такива при работа могат да се увеличат при циклично натоварване и да предизвикат авария. Натоварването, приложено от подробното хидроизпитание преди работа, има за цел да гарантира, че производствен дефект, който премине изпитването, няма да нарасне до авария в рамките на срока на експлоатация на газопровода.

Допуска се, че експлоатационното полезно действие на газопровода е такова, че износването не се очаква да бъде значителен режим на авария.

3.4.4 Как режимът на авария, свързан с дефектите при изграждане/оборудване, е взет предвид в ПП на газопровода Ай Си Джи Би.

3.4.4.1 Класове местоположения и изчислителни коефициенти

Изчислителните коефициенти на газопровода (ИК) ще бъдат съгласно EN 1594, увеличени, където е необходимо, с насоки, дадени от ASME B31.8 относно гъстота на населението и пресичания. Изчислителните коефициенти в никой случай няма да бъдат по-високи от максималните стойности, определени в EN 1594 Клауза 7.2.1.

Газопроводите ще бъдат класифицирани като :Клас Местоположение 1 & 2, както е представено в таблицата за клас местоположение в Приложение В. Тези класове местоположение и свързаните изчислителни коефициенти са определени съгласно насоките на ASME B31.8 Клауза 840 и таблица 841.1.6-1.

3.4.4.2 Материали за газопровода

Линейните тръби ще бъдат съгласно конкретна за проекта спецификация, която е допълнение на EN 10208-2. Избраният клас е L450MB..

Ще се използват единствено стоманени тръби и тръбни компоненти.

Могат да се използват спираловидни (винтови) заварени тръби за DN ≥ 600.

Завинтени и резбовани свързки и фитинги ще се ограничат до монтиране на наземни прибори.

Газопроводът и фитингите ще бъдат изпитани по Шарпи. Температурата на изпитване за улавяне на действащо еластично счупване ще се определи в хода на проекта. Тръбите или компонентите за тръби ще са снабдени със сертификати за проверка EN 10204 Тип 3.1 или 3.2

3.4.4.3 Защита от корозия- Покритие

Газопроводът ще бъде снабден с външна защитна обвивка от трислоен полиетилен (3LPE).

Газопроводът ще има вътрешно епоксидно покритие, за да се намали загубата на налягане по време на експлоатация.

Покритието на монтажните шевове ще отговаря на ISO 21809-3.

Индукционни колена, покрити клапи, фитинги и други части със специално предназначение ще бъдат защитени от корозия с полиуретаново покритие.

Ще се монтира катодна защита на цялата покрита газопроводна система.

3.4.4.4 Колена на газопровода

Заводски изработени колена. Еластични колена или студено монтирани колена ще се използват на места с хоризонтални или вертикални промени в посоката.

Минималната дебелина на стената на колена ще се изчисли съгласно Клауза 7.2.2 на EN 1594.

Индукционни колена, изработени съгласно специфична за проекта спецификация в допълнение към EN 14870-1. Колената ще се третират с топлина след оформяне и ще се изпитат по Шарпи. Спирално заварени тръби няма да се използват за изработка на индукционни колена..

3.4.4.5 Проверка с електронен измервателен прибор

В края на дейностите по изпитване на налягането и преди започване дейностите по подсушаване електронен измервателен прибор с един или няколко канала ще бъде прокаран през газопровода, за да се провери геометрията на газопровода и да се локализира намаления на диаметъра поради вдлъбнатини, скоби и плоски места.

3.4.4.6 Засипване и защитно покритие

Дълбочината на засипаното покритие до горната част на тръбата ще бъде минимум 1 метър и при всички случаи съгласно действащата практика на ДЕСФА. В по-населени райони и при повечето пресичания ще бъде минимум 1.2 метра, но на специални места ще се определи на етапа на работно проектиране..

3.4.4.7 Пресичания

Проектирането и изграждането на пресичания ще следва изискванията на съответните кодекси и стандарти наред със спецификациите на проекта и ще отчете исканията от трети страни.

Изчислителните коефициенти на газопровода (ИК) няма да са по-високи от тези, определени в EN 1594 Клауза 7.2.1. Изчислителните коефициенти ще бъдат съгласно тези, изброени в ASME B31.8 таблица 841.1.6-2. Изчислителни коефициенти за пресичане на частни пътища, обществени пътища, магистрали, жп линии или с обсадна, или без обсадна тръба..

3.4.4.8 Обсадни тръби

Използването на обсадни тръби ще се сведе до минимум поради неблагоприятни ефекти върху катодната защита. Материалът за обшивка на тръби ще е съгласно EN 10208-2. Проектирането на обсадни тръби ще бъде според изискванията на EN 1594.

3.4.4.9 Изолиращи шевове

Ще се монтират изолиращи връзки по трасето на газопровода за катодна защита.

По време на подробното проектиране, ако се спазят специални условия като наличието на индустриални зони, отдалечени райони, резки промени в резистентността на почвата, корозивна резистентност на почвата и т.н. , то могат да се обмислят допълнителни изолационни шевове, ако е необходимо.

3.4.4.10 Заваряване

Процедурите по заваряване и заводското заваряване ще отговарят на подробна специфична за проекта спецификация в допълнение към EN 12732. Процедурите по заваряване трябва да се квалифицират, използвайки тръба, колена и фитинги за проекта.

Тръбни елементи и съдове за подземни инсталации (ПИ) ще имат само заварени в крайната част свързки.

3.4.4.11 Безразрушително преглеждане

Всички заварки ще бъдат визуално прегледани съгласно EN 12732 и ще бъдат подложени на рентген или автоматично изпитани с ултразвук съгласно EN 12732.

Всички заварки ще се извършат, използвайки Процес на заваряване в защитен газ (автоматичен, механизирен или ръчен).

„Златни заварки“ са заварки, които не са изпитани под налягане на място и ще бъдат 100% визуално прегледани, 100% радиографирани, 100% изпитани с ултразвук и 100% магнитно изпитани съгласно EN 12732 и проектните спецификации.

Cut ends ще бъдат проверени за разслоявания, използвайки ултразвук.

3.4.4.12 Изпитване под налягане

Изпитването под налягане на газопроводната система ще бъде извършено съгласно EN 1594, EN 12327 и проектните спецификации. Наляганята при изпитване ще бъдат изчислени от изпълнителя и представени за одобрение от Собственика.

Изпитание за якост и стегнатост трябва да бъде направено, въпреки че изпитването за стегнатост може да се съчетае с изпитването за якост. Налягането при изпитване ще бъде изчислено съгласно Клауза 9.5.3 от EN 1594. Възможно е да има моменти, когато може да е уместно предварително изпитване (както е изброено в Клауза 9.5.5 на EN 1594).

За планински райони ще се вземе предвид статичен напор поради увеличената височина и ще се приложат тръби с подходяща дебелина на стената, за да се компенсира статичният напор, който ще се определи в хода на проекта.

3.4.4.13 Канал от полиетилен с висока плътност

Телекомуникациите с кранови възли и очистни станции ще използват оптични кабели (ОК) , инсталирани като част от газопроводната инсталация. ОК ще

бъде положен в канал от полиетилен с висока плътност (HDPE) в същия канал като газопровода.

Подробният процент аварии поради авария на изграждането/ оборудването е представен в Приложение D.

3.5 Режим на авария, свързан с корозия .

3.5.1 Исторически данни за инциденти при режим на авария, свързан с корозия въз основа на EGIG

Има много екипи по света, които събират данни за аварии при газопроводи. Най-относитими за сухоземни газопроводи в Западна Европа са данните на EGIG.

Деветият доклад на EGIG посочва честота на аварии с причинител на инциденти „корозия“ за различни класове параметри на газопровода и размери на течове. Разглежданите параметри са година на изграждане, вид покритие и дебелина на стената.

От този доклад могат да се извлекат някои общи заключения

- Изглежда, че по-стари газопроводи, с преобладаващо покритие смола ще имат по-високи честоти на аварии. Днес повечето преносни оператори използват модерни покрития като полиетиленово покритие.
- Предприети са различни мерки за защита от собственици, за да се преодолее проблемът с корозия. Тези мерки например са катодна защита и покритие на газопровода. **Inline инспекции** и проучвания на газопровода позволяват също така корозията да се установи на по-ранен етап.
- Честотата на аварии намалява с увеличаване годината на изграждане.
- Честотата на аварии намалява с повишаване дебелината на стената. Корозията е феномен на разваляне на газопроводите зависим от времето. Корозията се случва независимо от дебелината на стената, но колкото по-тънка е корозиралата стена на газопровода, толкова по-скоро аварира газопроводът. Корозията на по-плътни газопроводи отнема повече време, преди да предизвика инцидент и следователно има повече вероятност да се засече от програми за инспекция. Предприемат се различни мерки за защита от собственици на газопроводи, за да се преодолее проблемът с корозията. Тези мерки например са катодна защита и покритие на газопровода. **Inline инспекции** и проучвания на газопровода също така позволяват корозията да се установи на по-ранен етап.
- Газопроводите, покрити с полиетиленово покритие, имат доста по-ниска честота на аварии от газопроводи с други видове покритие.
- Точковата корозия е най-разпространената форма на корозия. Почти всички инциденти с корозия с точкова корозия са на външната повърхност на газопроводите.
- Общата корозия е втората форма на корозия, която се установява на външната повърхност на газопроводите. Еднородната корозия, позната също така като обща корозия, се разпространява равномерно върху повърхността на метала.

- Инциденти с корозия, когато има пропукване, са с еднакъв процент върху вътрешната и външната повърхност на газопроводите.

3.5.2 Вътрешна корозия

Вътрешната корозия обикновено не е вероятна при газопроводи, които пренасят чист сух газ „за продажба“, тъй като съставът на газа и съдържанието на водата се контролират строго при входната точка на газопроводната система. Вътрешната корозия също така обичайно води до малки течове от точковидни дефекти, ако се оставят без намеса и ефектът върху нивата на риск от течове от точковидни дефекти е малък.

Газопроводът IGB все още не е изграден, но се допуска, че ще се изпълняват съответни политики за експлоатационен контрол и проверка, поддръжка и ремонт. Следователно рискът от вътрешна корозия може да се допусне, че е нисък и няма да се включи в тази оценка.

3.5.3 Външна корозия

32-инчовият газопровод IGB ще бъде защитен от външна корозия с трислойно полиетиленово (3LPE) външно покритие на газопровода. Ще бъде също така монтирана маркирана система за катодна защита (КЗ) за защита на газопровода в случай на увреждане на покритието.

Въпреки това има вероятност от външна корозия, макар и с по-ниски нива, за всички засипани газопроводи при умерени климати и се назначават редовни проверки за нейното установяване. Обичайни методи за инспекция включват Трансформатор/Изправител (Т/И) и изпитване след мониторинг; проучвания за защита на малки интервали (OPS) и инспекция с интелигентна система.

Планира се газопроводът IGB да има покритие при пресичанията на пътища; това създава среда, която има повече вероятност да подтикне външна корозия. Въпреки това течовете от външна корозия при добре управляван газопровод са с много ниска степен на вероятност. Наред с това външната корозия обикновено причинява аварии с течове от точковидни дефекти и има много възможности да се установи корозията, преди да има теч. По този начин външната корозия обикновено не се счита за значителен фактор, който увеличава риска, свързан с газопровод.

3.5.4 Пукнатини при корозия (ПК)

Пукнатините при корозия е процес на корозия, свързан със структури под висок натиск, който поражда дефекти, подобни на цепнатини, отколкото шупли от корозия. ПК обикновено се случват на групи или колонии, в които малки отделни цепнатини могат да се свържат и да причинят авария на газопровода. ПК може да настъпи и вътрешно, и външно, както е обяснено по-долу.

3.5.4.1 Вътрешни ПК

Вътрешните ПК зависят от специфични механични и химични условия, които водят до образуване на атомен водород, който се разпространява в стената на газопровода. Вътрешни ПК не се очакват в газопроводи, пренасящи чисти сухи газове, и следователно рискът от вътрешни ПК ще бъде пренебрежим.

3.5.4.2 Външни ПК

Външни ПК са причината за няколко скорошни аварии на газопроводи в Северна Америка и са предмет на много изследвания. Фактори, установени като необходими за развитието на ПК, са силна корозивна среда, слабо или разкъсано покритие, податлив материал и определени условия на натоварване. Има две форми на ПК, с високо рН и почти неутрално рН.

С високо рН (или класическо ПК) е по-вероятно при по-високи температури и изисква наличието на карбонатна/бикарбонатна среда. Обикновено се намира до 20 км надолу от компресорна станция поради по-високата температура на стената на газопровода 'б'. По-стари покрития, като емайлово покритие със смола и обвивки от полиетилен, особено ако се прилагат при монтажа, са показали податливост на ПК, но по-модерни покрития като епоксидно покритие (FBE) не са, особено ако се полагат в завод. ПК с високо рН също има нужда от частична КЗ, за да се развие.

ПК с почти неутрално рН изисква наземна вода, съдържаща CO₂, разтворен от разлагаща се органична материя, за да се достигне повърхността на тръбата. Пропукването може да се влоши от наличието на бактерии, намаляващи сулфата, които могат да се наблюдават под разинтегрирани покрития, където токът на катодната защита е изолиран от стената на газопровода. Цикличното натоварване е критично при започване на пукнатини и растеж.

Няма компресорни станции по газопровода IGB, не се очаква да е обект на значително циклично натоварване и има модерна, заводски положена система на покритие. Следователно няма вероятност да настъпи нито почти неутрално или с високо рН ПК и този режим на авария не е разглеждан допълнително.

3.5.5 **Как режим на авария, свързан с корозия, е отчетен при ПП на газопровода Ай Си Джи Би.**

3.5.5.1 Материали за газопровода

Линейните тръби ще бъдат съгласно конкретна за проекта спецификация, която е допълнение на EN 10208-2. Избраният клас е L450MB.

Ще се използват единствено стоманени тръби и тръбни компоненти.

Могат да се използват спираловидни (винтови) заварени тръби за DN ≥ 600.

Завинтени и резбовани свързки и фитинги ще се ограничат до монтиране на наземни прибори.

Газопроводът и фитингите ще бъдат изпитани по Шарпи. Температурата на изпитване за улавяне на действащо еластично счупване ще се определи в хода на проекта. Тръбите или компонентите за тръби ще са снабдени със сертификати за проверка EN 10204 Тип 3.1 или 3.2.

3.5.5.2 Защита от корозия- Покритие

Газопроводът ще бъде снабден с външна защитна обвивка от трислоен полиетилен (3LPE).

Газопроводът ще има вътрешно епоксидно покритие, за да се намали загубата на налягане по време на експлоатация.

Покритието на монтажните шевове ще отговаря на ISO 21809-3.

Индукционни колена, покрити клапи, фитинги и други части със специално предназначение ще бъдат защитени от корозия с полиуретаново покритие.

Ще се монтира катодна защита на цялата покрита газопроводна система.

3.5.5.3 Обсадни тръби

Използването на обсадни тръби ще се сведе до минимум поради неблагоприятни ефекти върху катодната защита. Материалът за обшивка на тръби ще е съгласно EN 10208-2. Проектирането на обсадни тръби ще бъде според изискванията на EN 1594.

Подобният приблизителен процент аварии поради Корозия е представен в Приложение D.

3.6 Режим на авария, свързан с движение на земята

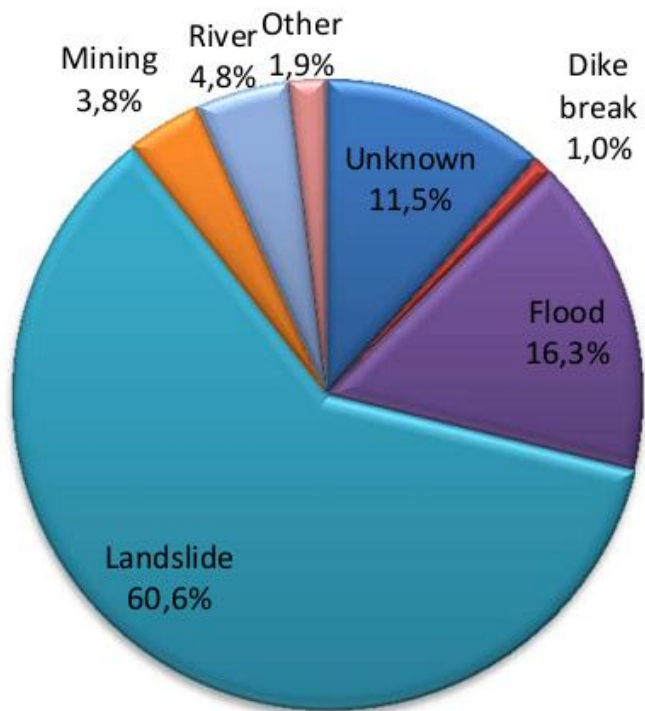
3.6.1 Исторически данни за режим на авария, свързан с движение на земята, основани на EGIG

Деветият доклад на EGIG отчита Движението на земята като отговорно за 8% от общите инциденти от базата с данни. Представя честотите на аварии с причина за инциденти „движение на земята“ за различни класове диаметър на газопроводи и размери течове.

От този доклад могат да се извлекат някои общи заключения :

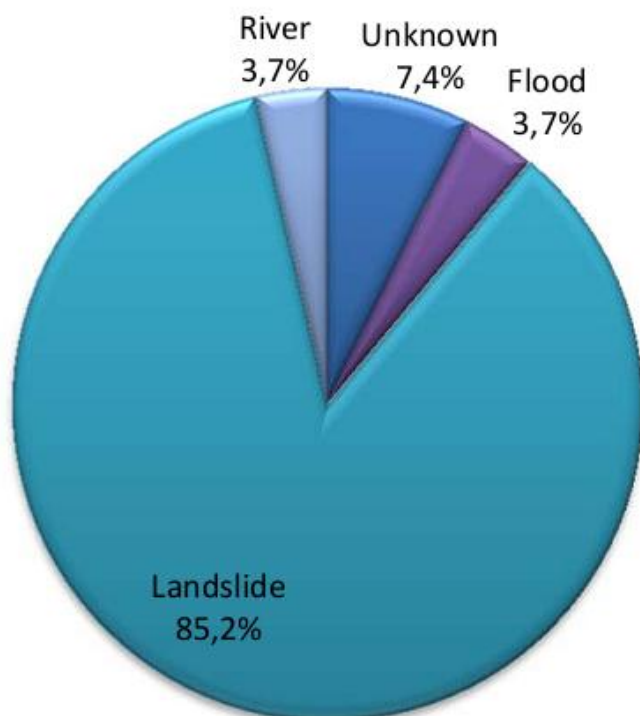
- За периода 1970-2013 честотите на аварии поради „движение на земята“ като цяло намаляват с увеличаване диаметъра на газопровода.
- Има много видове инциденти „движение на земята“. Свлачищата са несъмнено най-разпространеният вид, причиняващ инцидент поради движение на земята.

Фиг. 12. Разпределение на второстепенни причини за движение на земята (1970-2013)





Фиг. 13. Разпределение на второстепенни причини за движение на земята (2004-2013)



Ясно са посочени Проценти минна дейност, реки, други, неизвестни & наводнения , настъпили в периода 2004-2013, в сравнение с периода 1970-2013

3.6.2 Как режим на авария , свързан с движение на земята , е отчетен при ПП на газопровода Ай Си Джи Би.

Движението на земята може да е значителна причина за аварии по газопровода, но изисква трасето на газопровода да пресича нестабилни склонове или през зони със слягане от минна дейност. Газопроводът IGB пресича различни видове земи и има известни линии на разсед по трасето на газопровода. IGB преминава през гръцка територия около 31 км.

Трасето на газопровода е разделено на две основни части по отношение на геоморфологична и геоложка структура, южната част (дълга приблизително 17 км) се характеризира най-вече с равна зона (<5% наклон на пластове) и няколко леки склона (5-15% наклон на пластове) , която не надвишава наклон на пластове от 15%. Това е равнината Комотини-Ксанти, която има седиментни отлагания. Тези отлагания са конгломерати, мергели и пясъчници и са и двете меки пясъчници от ерата на Еоцена, както и по-скорошен Плиоцен и Плейстоцен, най-вече морски седименти и алувий от Холоцена. Това е район, в който няма свлачища, но не могат да се изключат евентуални топения.

От друга страна , северната част от трасето с приблизително 14.5 км дължина се характеризира от стръмни склонове и по-голяма височина, навлизайки в

планинския район Родопи. Височината варира от 200м до почти 900 м, на югозапад от гръцко-българската граница. Тази част от трасето, която пресича планината Родопи, се характеризира с метаморфни скали най-вече гнайси, но има също така амфиболити и шист с мраморни прослойки. Трасето на газопровода пресича основно гнайс, който спада към геотектонския пласт Сидиронеро. Тези скали са от ерата на Палеозоя и са претърпели силна метаморфоза по време на орогенетичната фаза на Горната Юра и Долната Креда. Въпреки факта че склоновете са стръмни (например до 60% наклон на пластовете), се наблюдават много малко свлачища. Това е така защото метаморфните скали са по-малко податливи на свлачища в сравнение с други седиментни скали като мергел и флиш.

Разделението между южния равнинен район на седиментен басейн в Тракия и стръмната топография на северния район в планините Родопи, където е разкритието на метаморфни скали, се бележи от активна зона на разлом. Тази разломна зона е основно полегата нормална разломна зона ИСИ–3ЮЗ, която се спуска и разсяда към ЮЮИ и пресича перпендикулярно трасето на газопровода. През 1784 има силно земетресение с магнитуд =6.7, което води до значителни щети за град Комотини и най-вероятно част от този разлом се активира. Разлом с ин 4 на карта с активни разломи е достъпен като възможен и с настоящите данни, с които разполагаме, няма да доведе до значително сеизмично събитие.

Тракия е регионът, заобикалящ гръцкия участък на газопровода IGB, този регион се характеризира с ниска сеизмичност. Освен това, само едно силно земетресение е имало на разстояния по-малки от 50км от газопровода. Това земетресение е било в района на Комотини през 1794. Отчетени са още осем други умерени земетресения в периода 1900-2011, въпреки това те са разположени на 40- 50 км от газопровода на дълбочини между 2 и 48 км.

Според Прочуването на връзката на активни сеизмични разломи по трасето на газопровода IGB на гръцка територия, [Ref: 10760-STU-PL-P1-502 (P513-100-ST-GEO-02), Rev 0], трасето пресича голяма зона с активен разлом (Id 1), която е позната като разломната зона Кавала-Ксанти. Тя е с дължина около 90 км и пресича трасето на газопровода почти вертикално, затова няма алтернативно трасе да се избегне. Също така се състои от много части и разломи между тях в близост, така че общата ширина достига около 2.4 км по трасето на газопровода (от 16.0км до 18.4км). **В тези зони, по проект, дебелината на тръбата се увеличава, за да издържи на евентуално движение на разлома.**

От друга страна, само малко на брой средни земетресения са отчетени на разстояние до 50 км от газопровода за последните 100 години.

Критерии за избор на трасе

Следните фактори се вземат предвид, за да се избере оптималното трасе на газопровода.

- Трасето на газопровода трябва да е в максимална степен перпендикулярно на контурните линии, за да се улесни строителната дейност и поддържането на газопровода;
- Да няма близост до опасни зони, които могат да засегнат целостта на газопроводните инсталации като зони с резервоари, складове за експлозивни и други източници на възпламеняване (близостта да надвишава 30 м от границите на парцела), кариери, мини и други опасни инсталации;

- Да е в райони с намален риск от пожар и газопроводните инсталации да могат да са защитени от пожар в съседни имоти, които не са под контрола на дружеството, експлоатиращо газопровода;
- Да се избягват райони с евентуални наводнения и райони с високо ниво на водата;
- Да е далеч от сеизмични разломи
- Стръмни склонове трябва да се избягват, когато е възможно;
- Надлъжният склон трябва да е максимум 45 градуса (или 100% склон);
- Големи странични склонове (странични или напречни склонове) трябва да се избягват доколкото е възможно;
- Преминаване в близост до водни трасета, пътища, магистрали, жп линии, сеизмични разломи, чуждестранни магистрални тръбопроводи и въздушни далекопроводи трябва да се избягва. Трябва да се има предвид минимално отстояние извън граници на сервитут (съществуващи или планирани);
- Пресичания на трасето на газопровода с :
 - Основни пътища, магистрали, жп линии, сеизмични разломи, въздушни далекопроводи, други магистрални тръбопроводи, реки, притоци, канали и други съоръжения, трябва да се планират перпендикулярно на централната линия (ос) на пресичания обект, когато е практически осъществимо, но с ъгъл на пресичане не по-малък от 70° или както са разпоредбите на органите с юрисдикция;
 - реките трябва да се вземат предвид, за да бъде разположено пресичането в прав участък от реката, за да се сведе до минимум активната ерозия на брега и при най-подходящото речно корито (като се избягват възможно най-много скални легла и много глинести легла), както и да се избегнат странични склонове при подходите към реката и да се избегнат бързо течащи участъци на реката, където е възможно;
 - трябва да се вземат предвид водни трасета така че, когато е основателно практически осъществимо, трасето да избягва пресичане, открити водоносни пластове и/или преминаване непосредствено нагоре по течението на втичане за водни дейности или преградени колектори;
 - трябва да се вземат предвид съществуващи или планирани въздушни далекопроводи и да се проверят за евентуално влияние на променлив ток и за своевременно осигуряване безопасност на персонала;
- преминаването на трасето на газопровода през следните райони трябва да се избегне когато е възможно или да се сведе до минимум:
 - зони с геоложки/ геотехнически влияния, например нестабилни склонове, ерозивни почви, скалист терен, потенциални свлачища или зони на слягане, разломи, риск от изместване на разломи, напукване и т.н.;
 - Зони, чувствителни на земетресения;
 - Зони с кално дъно
 - Зони с мека или водонаситена настилка;

- Зони с потенциални наводнения и зони с високо ниво на водата;
- Зони с потенциално корозивни земни условия;
- Зони с подземни препятствия вследствие на човешка намеса.

Подробен анализ на Сеизмичните ефекти е представен в Приложение В

Подробният приблизителен процент аварии поради Движение на земята е представен в Приложение D.

3.7 Режим на авария при Т-отклонение

3.7.1 Исторически данни за режим на авария, свързан с Т-отклонение, основани на EGIG

Деветият доклад на EGIG определя , че "Т-отклонение по погрешка" означава, че е направена връзка по погрешка към газопреносния газопровод, допускателно, че е друг газопровод. Представя честотите на аварии с причина за инциденти "Т-отклонение по погрешка" за различни класове диаметър на газопроводи и размер течове.

От този доклад могат да се извлекат някои общи заключения

- Честотата на аварии от "Т-отклонение по погрешка" намалява с увеличаване на диаметъра на газопровода.
- Същата тенденция важи за всеки размер теч.
- Газопроводи с голям диаметър са по-малко уязвими на Т-отклонение по погрешка
- Този вид грешка е довел до малки точковидни дефекти и дупки, особено при газопроводи с по-малък диаметър.

Подробният приблизителен процент аварии поради Т-отклонение по погрешка е представен в Приложение D.

3.8 Друг и неизвестен режим на авария

3.8.1 Исторически данни за друг и неизвестен режим на авария , основани на EGIG

3.8.1.1 Светкавица

Деветият доклад на EGIG отчита, че в периода 1970-2013, 25 инцидента поради светкавица са отразени в базата данни на EGIG, което представлява честота на аварията равна на 0.006 на 1,000 км-год. Представя честотата на аварии с причина за инцидент „светкавица“ за различни размери течове .

От 25 инцидента, 23 са точковидни дефекти/пукнатини и само 2 са довели до дупка. Не са отчетени инциденти, причинени от земетресения.

3.8.1.2 Застаряване

Деветият доклад на EGIG представя честотата на аварии с причина за инцидент „застаряване“ като функция на годината на изграждане и възрастта на газопровода в момента на инцидента.

От 25 инцидента, 23 са точковидни дефекти/пукнатини и само 2 са довели до дупка

От този доклад могат да се извлекат някои общи заключения

- Рано построени газопроводи (преди 1964) действително имат по-висока честота на аварии отколкото наскоро изградени газопроводи .
- Честотите на аварии на газопроводи, изградени преди 1964, са спаднали леко с времето след възраст 25 до 30 години .
- Газопроводи, изградени, пуснати в експлоатация и експлоатирани преди 60-те години на 20 век, аварират поради корозия.
- Газопроводи, изградени след 1964, имат честота на аварии по-ниска от 0,01 на 1,000 км-год. поради корозия .
- Не са отчетени инциденти с корозия за газопроводи с дебелина на стената по-голяма от 15мм.
- Газопроводи с по-малки дебелини на стените са най-засегнати от застаряване.
- по-големи дебелини на стените предпазват от авария поради корозия, затова инциденти с корозия ще настъпят по-късно във времето и с по-малка честота на аварията .

Трябва да се подчертае, че модерни газопроводи като IGB се проектират и изграждат по начин, който позволява вътрешна инспекция с „интелигентни устройства”, за да се разкрият горепосочените проблеми и предотвратят, преди да настъпи действителната авария.

3.8.2 Как друг и неизвестен режим на авария е отчетен при ПП на газопровода Ай Си Джи Би.

Критерии за избор на трасе

Следните фактори се вземат предвид , за да се избере оптималното трасе на газопровода.

- Трасето на газопровода трябва да е в максимална степен перпендикулярно на контурните линии, за да се улесни строителната дейност и поддържането на газопровода;
- Да няма близост до опасни зони, които могат да засегнат целостта на газопроводните инсталации като зони с резервоари, складове за експлозивни и други източници на възпламеняване (близостта да надвишава 30 м от границите на парцела), кариери, мини и други опасни инсталации;
- Да е в райони с намален риск от пожар и газопроводните инсталации да могат да са защитени от пожар в съседни имоти, които не са под контрола на дружеството, експлоатиращо газопровода;
- Да се избягват райони с евентуални наводнения и райони с високо ниво на водата;
- Да е далеч от сеизмични разломи
- Стръмни склонове трябва да се избягват, когато е възможно;
- Надлъжният склон трябва да е максимум 45 градуса (или 100% склон);
- Големи странични склонове (странични или напречни склонове) трябва да се избягват доколкото е възможно;

- Преминаване в близост до водни трасета, пътища, магистрали, жп линии, сеизмични разломи, чуждестранни магистрални тръбопроводи и въздушни далекопроводи трябва да се избягва. Трябва да се предвид минимално отстояние извън граници на сервитут (сществуващи или планирани);
- Пресичания на трасето на газопровода с:
 - Основни пътища, магистрали, жп линии, сеизмични разломи, въздушни далекопроводи, други магистрални тръбопроводи, реки, притоци, канали и други съоръжения, трябва да се планират перпендикулярно на централната линия (ос) на пресичания обект, когато е практически осъществимо, но с ъгъл на пресичане не по-малък от 70° или както са разпоредбите на органите с юрисдикция;
 - реките трябва да се вземат предвид, за да бъде разположено пресичането в прав участък от реката, за да се сведе до минимум активната ерозия на брега и при най-подходящото речно корито (като се избягват възможно най-много скални легла и много глинести легла), както и да се избегнат странични склонове при подходите към реката и да се избегнат бързо течащи участъци на реката, където е възможно;
 - трябва да се вземат предвид водни трасета така че, когато е основателно практически осъществимо, трасето да избягва пресичане, открити водоносни пластове и/или преминаване непосредствено нагоре по течението на втичане за водни дейности или преградени колектори;
 - трябва да се вземат предвид съществуващи или планирани въздушни далекопроводи и да се проверят за евентуално влияние на променлив ток и за своевременно осигуряване безопасност на персонала;
- преминаването на трасето на газопровода през следните райони трябва да се избегне когато е възможно или да се сведе до минимум:
 - зони с геоложки/ геотехнически влияния, например нестабилни склонове, ерозивни почви, скалист терен, потенциални свлачища или зони на слягане, разломи, риск от изместване на разломи, напукване и т.н.;
 - Зони, чувствителни на земетресения;
 - Зони с кално дъно
 - Зони с мека или водонаситена настилка;
 - Зони с потенциални наводнения и зони с високо ниво на водата;
 - Зони с потенциално корозивни земни условия;

Зони с подземни препятствия вследствие на човешка намеса

3.8.2.1 Пресичания

Проектирането и изграждането на пресичания ще следва изискванията на съответните кодекси и стандарти наред със спецификациите на проекта и ще отчете исканията от трети страни.

Изчислителните коефициенти на газопровода (ИК) няма да са по-високи от тези, определени в EN 1594 Клауза 7.2.1. тези изчислителни коефициенти ще

бъдат съгласно тези, изброени в ASME B31.8 таблица 841.1.6-2. Изчислителните коефициенти за пресичане на частни пътища, обществени пътища, магистрали, жп линии или с обсадна, или без обсадна тръба..

3.8.2.2 Обсадни тръби

Използването на обсадни тръби ще се сведе до минимум поради неблагоприятни ефекти върху катодната защита. Материалът за обшивка на тръби ще е съгласно EN 10208-2. Проектирането на обсадни тръби ще бъде според изискванията на EN 1594.

3.8.2.3 Изолиращи шевове

Ще се монтират изолиращи връзки по трасето на газопровода за катодна защита.

По време на подробното проектиране, ако се спазят специални условия като наличието на индустриални зони, отдалечени райони, резки промени в резистентността на почвата, корозивна резистентност на почвата и т.н. , то могат да се обмислят допълнителни изолационни шевове, ако е необходимо.

3.8.2.4 Заваряване

Процедурите по заваряване и заводското заваряване ще отговарят на подробна специфична за проекта спецификация в допълнение към EN 12732. Процедурите по заваряване трябва да се квалифицират, използвайки тръба, колена и фитинги за проекта.

Тръбни елементи и съдове за подземни инсталации (ПИ) ще имат само заварени в крайната част свързки.

3.8.2.5 Безразрушително преглеждане

Всички заварки ще бъдат визуално прегледани съгласно EN 12732 и ще бъдат подложени на рентген или автоматично изпитани с ултразвук съгласно EN 12732.

Всички заварки ще се извършат, използвайки Процес на заваряване в защитен газ (автоматичен, механизирен или ръчен).

„Златни заварки“ са заварки, които не са изпитани под налягане на място и ще бъдат 100% визуално прегледани, 100% радиографирани, 100% изпитани с ултразвук и 100% магнитно изпитани съгласно EN 12732 и проектните спецификации.

Cut ends ще бъдат проверени за разслоявания, използвайки ултразвук.

3.8.2.6 Изпитване под налягане

Изпитването под налягане на газопроводната система ще бъде извършено съгласно EN 1594, EN 12327 и проектните спецификации. Наляганята при изпитване ще бъдат изчислени от изпълнителя и представени за одобрение от Собственика.

Изпитание за якост и стегнатост трябва да бъде направено, въпреки че изпитването за стегнатост може да се съчетае с изпитването за якост. Налягането при изпитване ще бъде изчислено съгласно Клауза 9.5.3 от EN 1594. Възможно е да има моменти, когато може да е уместно предварително



изпитване (както е изброено в Клауза 9.5.5 на EN 1594).

За планински райони ще се вземе предвид статичен напор поради увеличената височина и ще се приложат тръби с подходяща дебелина на стената, за да се компенсира статичния напор, който ще се определи в хода на проекта.

3.8.2.6 Канал от полиетилен с висока плътност

Телекомуникациите с кранови възли и очистни станции ще използват оптични кабели (ОК) , инсталирани като част от газопроводната инсталация. ОК ще бъде положен в канал от полиетилен с висока плътност (HDPE) в същия канал като газопровода.

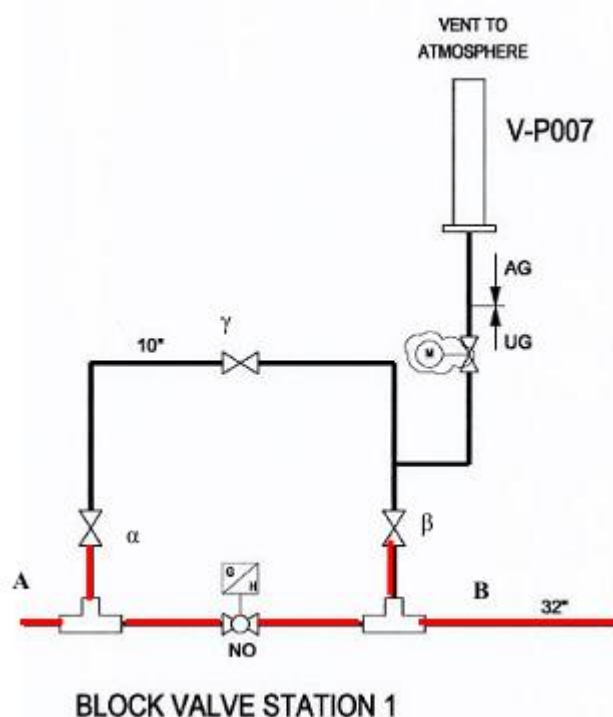
Подробната приблизителна оценка на процент аварии поради “Други & Неизвестни” е представена в Приложение D.

3.9 Станция на линейни кранови възли – Количествен анализ на риска на работата и

3.9.1 Работа на станциите за линейни кранови възли

Обичайните експлоатационни условия на Станция за линейни кранови възли са представени на фигурата по-долу.

Фиг. 14. Станция с кранови възли. Нормални експлоатационни условия.



При нормални експлоатационни условия само тръбите (маркирани в червено на фигурата по-горе), присъединени към основния 32-инчов кран (обичайно ОТВОРЕН) са под налягане и съдържат Природен газ.

Трите по-малки крана (α, β, γ) от 10" и съответните свързващи тръбни елементи се използват само в случай, че газопроводът трябва да се изолира (централен кран 32" ЗАТВОРЕН), за да се отстрани въздуха или от страна А (кранове α & γ ОТВОРЕН, β ЗАТВОРЕН), или от страна В (кранове β & γ ОТВОРЕН, α ЗАТВОРЕН) до следващата станция за линейни кранове. Затова всъщност само централният кран 32" и по-малките α & β 10" и съответните фланци се разглеждат в анализа.

Действителната конфигурация се отнася до частта на газопровода, която за някои метри (<20) е положена в бетонен сондаж (в дълбочина около един метър), която също съдържа 32" кран. Цялата зона ще бъде оградена, както е ясно посочено на следващата графика на Индикативна станция за линейни кранови възли. Останалата част от газопроводните компоненти обичайно не представлява заплаха за авария и/или инцидент.

Фиг. 15. Станция с кранови възли. Снимка за онагледяване.



3.9.2 Основни заключения относно включването на работа на станции за линейни кранови възли в цялостната КОР на цялата газопроводна система.

Пълен анализ на възможните аварии в Станция за линейни кранови възли е представен в приложение D. Основните заключения за включването на работа на станция с Линейни кранови възли в КОР на цялата газопроводна система са представени по-долу:

- Честотата на пълно разкъсване на Крановете и Фланците_ (или 10, или 32 инча) е пренебрежима.
- Честотите на течове на Крановете и Фланците_ (или 10, или 32 инча) са в порядъка на степен 10^{-6} (на година за диаметър на теча 50мм и постоянна експлоатация, основен кран 32" и малки кранове α & β 10").
- Двата по-малки Крана 10" (γ и клапа) и съответните газопроводни елементи се използват само в случай че газопроводът трябва да се изолира (консервативно за 1% от цялото време). Това води до годишна честота на течовете $10^{-8} = 10^{-6} \times 10^{-2}$ за двата крана 10".
- Сценариите за инциденти за газопровода в зоната на Станцията за линейни кранови възли са подобни на тези при обикновеното трасе. Въпреки това, отчитайки, че зоната на Станцията за линейни кранови възли е ясно обозначена и оградена, най-серизоният режим на авария „Намеса на трета страна” е сведен до минимум. Това води до по-малки нива на Индивидуален риск отколкото този, изчислен за нормалното трасе на газопровода.
- Намалването на Индивидуалния риск (ИР), посочен по-горе, се счита, че надминава малкото увеличение на ИР от експлоатацията на

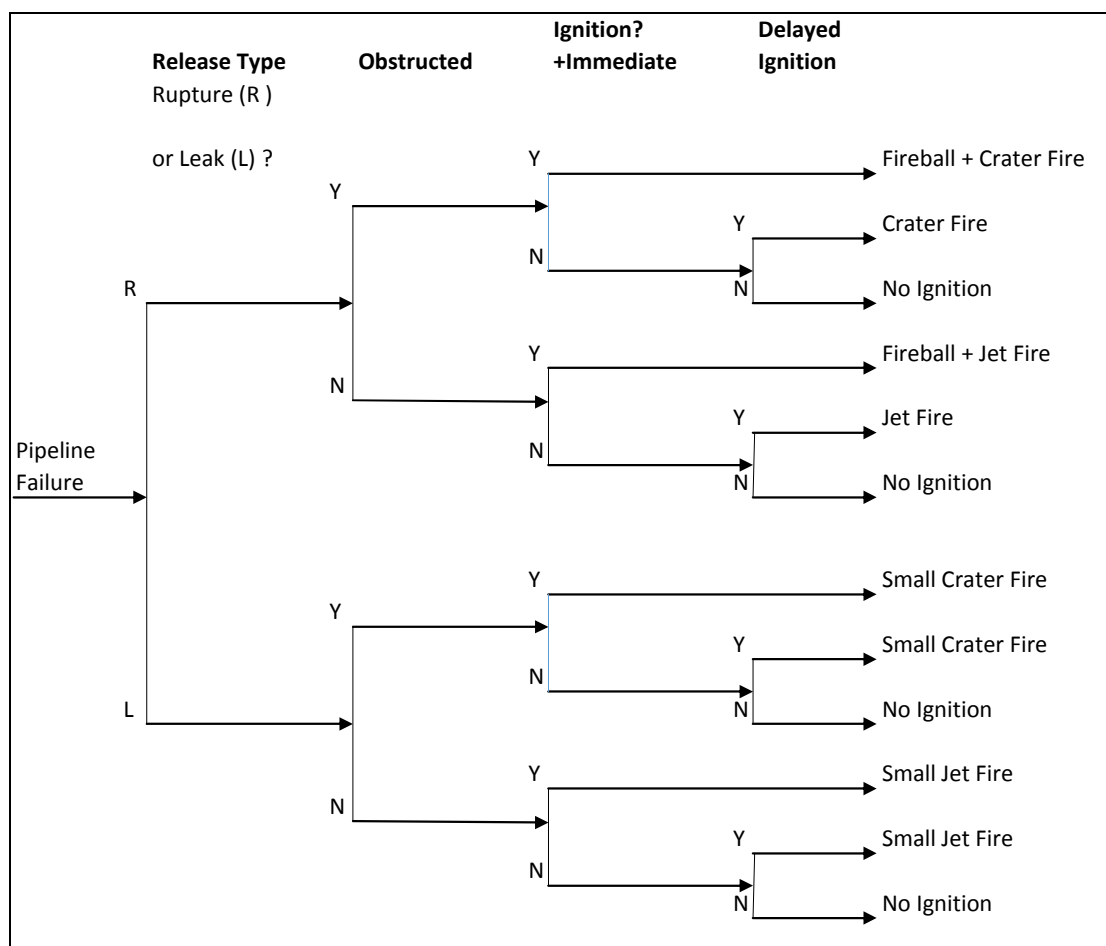
горепосочените кранове и фланци на Станцията за линейни кранови възли. Това води до факта, че Общият ИР за зоната на Станцията за линейни кранови възли на Ай Си Джи Би може да се оцени консервативно само с газопровода, както е представено на Приложение Е.

- Трябва да се подчертае тук, че Станцията за линейни кранови възли KV1 Нимфеа на IGB е разположена на голямо разстояние от населен район.

3.10 Аналитична схема на режими на авария

Газопроводите спират работа или след разкъсване, или теч, или точковиден дефект и освободеното вследствие на това количество газ може или да се възпламени незабавно, след забавяне, или въобще да не се възпламени, което води до редица възможни резултати, както е посочено на Графиката по-долу. Разкъсванията на засипани газопроводи почти винаги са запушени, което води до **пламък, който остава вдлъбнатина**, а не **пламък под формата на струя**.

Фиг. 16. Аналитична схема за режими на авария за изпускане на природен газ от газопроводи



Въпреки че и инцидентите с цялостно разкъсване, и теч са моделирани в настоящия КОР, мнозинството на прогнозираните пострадали ще бъдат от случаи на внезапно и забавено цялостно разкъсване .

3.11 Оценка на броя аварии на газопровода

3.11.1 Исторически данни за аварии на газопровода

Няколко групи по света събират данни за аварии с газопроводи. Най-относимите за сухоземни газопроводи за природен газ в Западна Европа са тези на Групата за данни за инциденти с газопроводи в Западна Европа (EGIG) и Асоциацията на сухоземни газопроводи на Обединеното кралство (UKOPA), които събират данни за инциденти от редица оператори на газопроводи. Резюме на цялостната статистика на аварии от тези два източника е показано на таблицата по-долу.

Таблица 3. Статистики за случаите на EGIG и UKOPA (Асоциация на операторите на газопроводи в Обединеното кралство)

	EGIG	UKOPA
Χρονική περίοδος / Период	1970 - 2013	1962 - 2014
Μήκος αγωγού (km) / Дължина на газопровода (км)	143.727	22.158
Έκθεση (χλμ. έτη) / Излагане(км години)	3.980.000	877.598
Αρ. Περιστατικών / Брой инциденти	1.309	192
Συχνότητα περιστατικών (ανά 1000 χλμ. έτη) / Честота на инциденти (на 1000 км на година)	0,329	0,219

Както може да се види, аварията на газопроводи поради всички причини са редки и няколко аварии от вреди на трети страни не са достатъчно големи, за да покажат сравнение с редица специфични експлоатационни параметри, особено за стомана за модерни газопроводи, за които в момента има ограничен опит при експлоатация. Следователно обикновено е необходимо да се предвиди честотата на аварии за конкретен газопровод.

За КОР специфични за обект на предложени или съществуващи газопроводи е обичайно да се постави акцент върху опасности, които не могат да се контролират изцяло, например увреждане от трети страни и движение на земята за конкретния набор параметри на газопровода.

3.11.2 Честота на аварията, използвана в настоящата оценка

Таблицата по-долу обобщава честотите на аварии, използвани в настоящия анализ. Повече подробности са представени в Приложение D.

Таблица 4. Честота на аварията, използвана в настоящото проучване

Клас местоположение		КМ 1	КМ2	КМ3	КМ4	
Дебелина на стената на газопровода (мм)		11	12,4	16	20	
Разкъсване	Διάρρηξη	5,45E-06	1,45E-06	9,10E-07	8,00E-07	събития/км.година
Теч	Διαρροή	1,12E-05	3,20E-06	2,12E-06	1,90E-06	събития/км.година

3.11.3 Предвиждане на честотата на аварияте от трети страни

Повечето дефекти от трети страни не водят до авария, но остават като вдлъбнатини и жлебове, докато не се установят от оператора на газопровода (или при уведомление от трета страна или вътрешна проверка) и бъдат отстранени. Следователно има много повече вреди, причинени от намеса на трети страни, отколкото действителни случаи на авария. Базата данни на UKOPA единствена по рода си съдържа подробности за щети, които са открити, както и инциденти със загуба на газ. Броят вдлъбнатини и жлебове в базата данни е посочен по-долу.

Таблица 5. Статистика на повредите

	Жлеб	Вдлъбнатина & жлеб	Вдлъбнатина	Общо
Брой щети	623	113	66	689

Архивите на UKOPA за щети от трети страни също съдържат подробности за размера на всеки случай на увреждане. Тъй като тези данни са събирани в продължение на много години експлоатационен опит на газопроводи с различни диаметри и дебелини, може да се допусне, че са общи и не зависят от параметрите на газопровода и могат да се създадат разпределения на размери на жлебове и вдлъбнатини. След като данните се прегледат, за да се отстранят записи с пренебрежима широчина и дълбочина, процентът инциденти за щети от трети страни, при номиналната дълбочина на покриване за Обединеното кралство, може да се изчисли като $1,255 \times 10^{-3}$ на км година.

3.12 Изтичане от газопровода

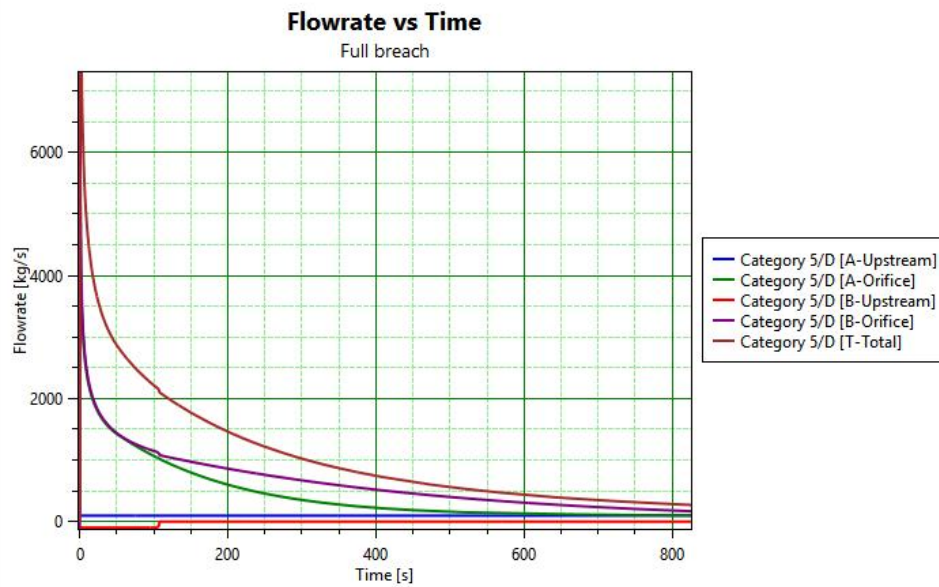
Когато газопровод под високо налягане спре работа поради разкъсване, част от дължината на газопровода се разделя, което води до два отворени края. Ако газопроводът е засипан, ще се сформира кратер, тъй като се изхвърля почва от мястото на разкъсването от силата на излизания газ. Газ се освобождава от двата отворени края. Освободеният газ първоначално ще образува издигащ се облак гъба, който скоро се разпада, като оставя временна струя, която се поддържа от излизания газ от двата края на газопровода. Първоначално налягането в газопровода ще спадне бързо или докато се достигне стабилно състояние, тъй като излизашщото количество отговаря на постъпващото, или налягането след това постепенно ще спадне до нула, ако газопроводът се затвори.

Има много налични модели, за да се предвиди нивото на изпускане на газ и промяната му с времето (процент на намаляване). В анализа е използван моделът GASPIPE v3, който е включен в „Модела на дълги газопроводи“ на софтуера PHAST 7.2 на DNV-GL. Обичайно ниво на изпускане на газ от разкъсан газопровод (Ай Си Джи Би) е представено на Фигура 17. Фигура 18 обяснява различните потоци, изчислени от модела.

Фиг. 17. Дебит на изпускане на газ (Kg/s) като функция на времето (пълно разкъсване)

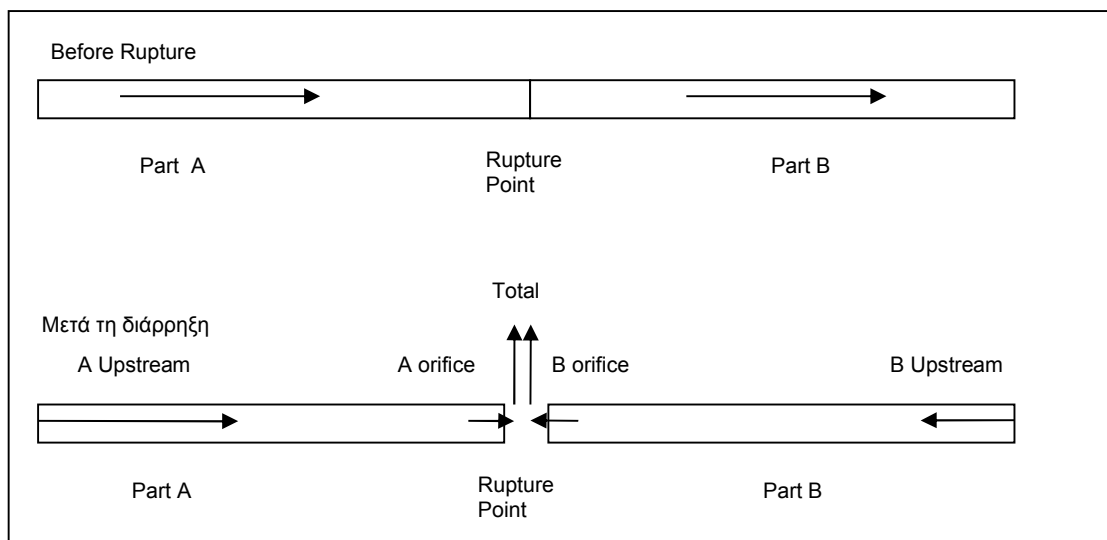


Audit Number	2367	✖
Equipment	Long pipeline	
Material	METHANE	
Program	Phast 7.2	
Scenario	Full breach	
Workspace	ICGB_Model_F1	





Фиг. 18. Дебит на изпускане на газ след пропукване (обяснение на Фиг. 17)

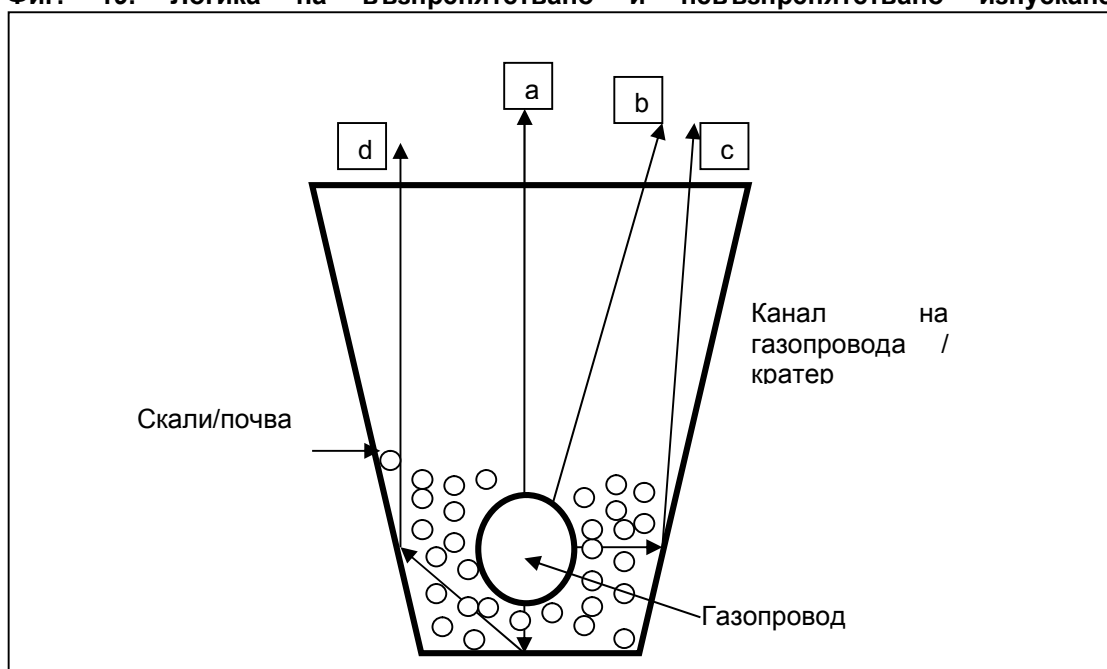


3.13 Посока на изпускане

Логиката на Възпрепятствано/невъзпрепятствано изпускане на газ е използвана в настоящия анализ, тъй като изпускането от разкъсването (или течът) са вътре в канала на засипания газопровод, както е посочено по-долу и на Фигура 19 :

- 25% вертикално нагоре (невъзпрепятствано изпускане) - а
- 25% при малки ъгли (до 45 градуса) (невъзпрепятствано изпускане) - b
- 50% под ъгъл > 45 градуса(c) или надолу (d) (възпрепятствани изпускания).

Фиг. 19. Логика на възпрепятствано и невъзпрепятствано изпускане



По този начин консервативният подход за изпускания от течове, изпълван в анализа, е:

- 50% от освобождаванията са Невъзпрепятствани нагоре, което води до **Пожар под формата на струя** (ако се възпламени) или комбинация от Огнено кълбо & **Пожар под формата на струя** веднага след това.
- 50% от освобождаванията са Възпрепятствани (В крайна сметка нагоре) след много отразявания или през почва, скали и други препятствия, които могат да попаднат в картера, което води до (ако се възпламени) Пожар под формата на кратер или комбинация от Огнено кълбо първоначално & Пожар под формата на кратер веднага след това. Пожарът под формата на кратер се счита за Пожар под формата на струя с последици, намалени с 30% поради намаляването на нивото на изтичане и скоростта от препятствия и отразявания.

За разкъсвания с пълен отвор се допуска, че 80% са Невъзпрепятствани нагоре и 20% Възпрепятствани, както е по-горе.

Всички освобождавания на газ се повлияват от вятъра, ветрове със скорост 5м/с с Атмосферна стабилност D (която дава максимални разстояния като следствие) и 2 м/с с Атмосферна стабилност F според гръцкото законодателство [KYA 172058 (ФЕК 354 В')/2016 (SEVESO III)].

3.14 Вероятност за възпламеняване

Историческата вероятност за изпускане на газ от точковиден дефект/ пукнатина при възпламенен газопровод се представя от статистиката на Групата на европейската газова индустрия (EGIG)

Таблица 6. Обобщение на вероятностите за възпламеняване на EGIG

Вид авария	Вероятност от възпламеняване (%)
Точковиден дефект/пукнатина	4,4
Дупка	2,3
Разкъсване (газопровод ВД ≤ 16")	10,3
Разкъсване (газопровод ВД > 16")	32,0

Историческите данни от разкъсвания са анализирани и е определено, че вероятността от възпламеняване се увеличава според израза, според който има тенденция вероятността от възпламеняване при разкъсване да се повиши с pd^2 :

$$P_{ign} = 0,0555 + 0,0137 pd^2, \text{ когато } 0 \leq pd^2 \leq 57$$

и $P_{ign} = 0,81$, когато $pd^2 > 57$

където: p = експлоатационно налягане на газопровода (barg)

d = диаметър на газопровода (m)

В случай на спукване или теч d е диаметърът на дупката, а понятието pd^2 в уравнението се разделя наполовина.

Използвайки уравнението по-горе, се получават вероятности за възпламеняване, както е посочено в Таблицата по-долу.



Таблица 7. Вероятности за възпламеняване за гръцкия участък на газопровода

Външен диаметър (мм)	Максимално експлоатационно налягане (barg)	Вероятност за възпламеняване (%)	
		Теч	Пълно разкъсване
813	75	6	73

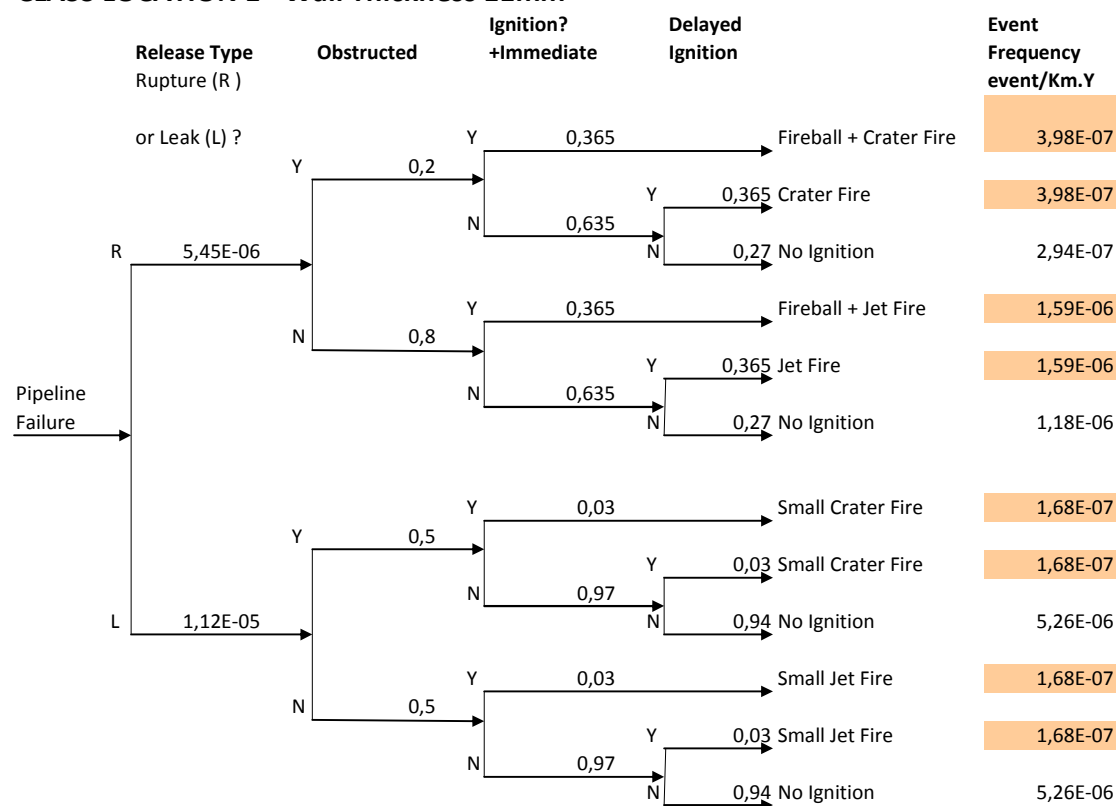
Вероятностите за възпламеняване са конкретно посочени в анализа или като незабавни, или като забавени. Последиците, свързани с дупки, са същите, но тези, свързани с разкъсвания, са различни. Обикновено се допуска, че половината от всички възпламенени разкъсвания се възпламеняват незабавно, а половината се забавят с 30 секунди.

3.15 Аналитична диаграма на режим на авария с вероятности

Имайки предвид всичко по-горе, аналитична диаграма на режими на авария, включваща всички евентуални вероятности за резултат, е представена по-долу (за сегмент от газопровод с Клас местоположение 1):

Фиг. 20. Аналитична диаграма с вероятност за всеки резултат (Клас местоположение 1)

CLASS LOCATION 1 - Wall Thickness 11mm



Като **разкъсване с цял отвор** се определя цялата загуба на обвивката на газопровода в конкретна точка. Аналитичните диаграми за режими на авария за останалите три Класа местоположение са представени в приложение Е.

3.16 Топлинна радиация

В случай на топлинна радиация освободеният газ по време на първоначалния облак гъба ще изгори като краткотрайно огнено кълбо обикновено за по-малко от 30 секунди, докато изгарянето доведе до квази стабилно състояние на **кратер пламък под формата на струя**. Ако се забави възпламеняването, тогава ще има само пламък в квазистабилно състояние.

Ефектите от топлинна радиация от първоначално огнено кълбо и пламък под формата на струя са изчислени като се използва софтуерът PHAST ver 7.2 от DNV-GL

Ветрове със скорост от 5 м/с с Атмосферна стабилност D (която дава максимални разстояния като следствие) са допуснати вертикално на оста на газопровода.

3.17 Ефекти на топлинната радиация върху хората и имуществото

Топлинната доза, получена от сграда или бягащ човек, се изчислява като се интегрира топлинният радиационен поток с промените му с времето и разстоянието и отстоянието от пожара .

Срокът за всички инциденти се допуска да е 900 секунди от изпускането на газ, след което пламъкът е вероятно да се е стабилизирал до псевдо стабилно състояние с разпакетиране на газопровода. Лица, които не са получили фатална доза топлинна радиация за 900 секунди, се допуска, че са преодолели инцидента.

Предполага се, че стандартните популации избягват в посока далеч от пламъка след 5 секунди време за реакция със скорост 2,5 м / с, а чувствителни популации при 1 м / с. Всеки извън границата за избягване, когато започне пламъкът, ще може да достигне безопасно място, без да получи фатална доза.

За стандартните популации нещастен случай се дефинира като всеки, който получава доза, равна на или по-голяма от 1800 топлинни дозови единици (tdu). За чувствителни или уязвими групи от населението като деца, болни или възрастни хора, жертва се определя като всеки, който получава доза, равна или по-голяма от 1050 tdu (понякога наричана 1% летална доза).

Времето, през което се извършва пилотното запалване на дърво, се изчислява за всички разстояния. Всички сгради, разположени извън разстоянието до пилотното запалване на дървото след 900 секунди, се допуска, че не изгарят. Това определя дали сградите, моделирани в оценката, могат да осигурят подслон по време на инцидента.

3.18 Изчисление на риска

Рискът от всички инциденти, т.е. непосредствени и забавени възникнали разкъсвания и течове, които могат да засегнат населените места, както са моделирани, се комбинира, за да се изчисли както общественият риск за населените места, така и рискът за постоянно пребиваващия индивид по определено сечение.

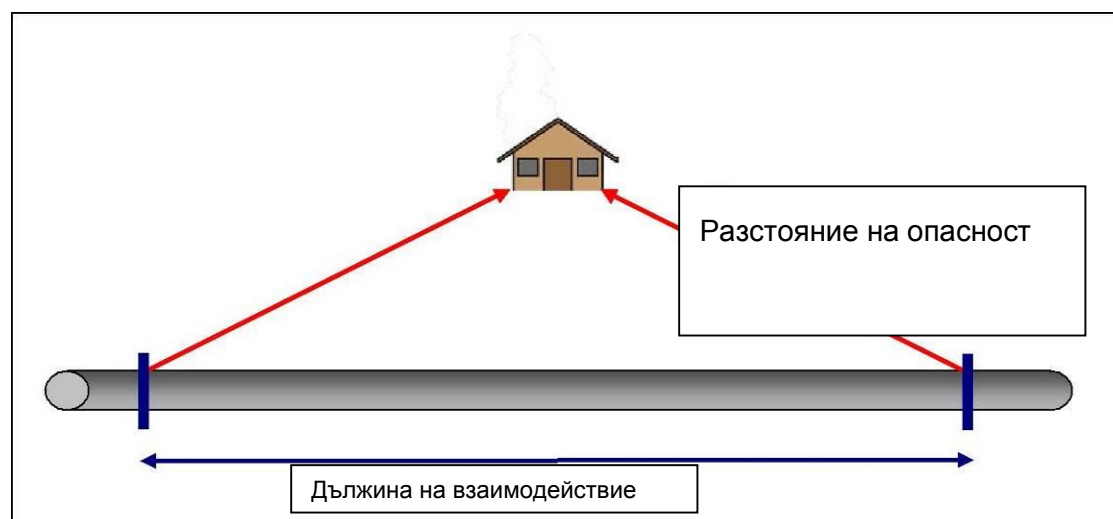
Индивидуалният риск се изчислява за теоретично лице, което остава напълно изложено на определени разстояния от газопровода за 100% от времето извън жилище. Този подход, който се използва в настоящото проучване, е много консервативен, което води до по-високи нива на индивидуален риск.

Обичайният подход е да се приеме, че теоретичната популация остава само за част от времето (около 10-25%) напълно изложена извън жилище. По този начин изчислените нива на риск са драстично намалени, което води до много по-реалистични резултати.

Ето защо трябва да се обърне голямо внимание на "тълкуването" на получените резултати, като се използва горепосоченото много консервативно определение за индивидуален риск.

Преди да се изчисли рискът за конкретно лице или развитие, важно е да се определи дължината на газопровода, която може да причини вреда на лицето или развитието. Тази дължина е известна като дължината на взаимодействие и е илюстрирана на фигура 21 по-долу. За сграда разстоянието на опасност ще бъде разстоянието за изгаряне на сградата, докато за дадено лице това е относителното разстояние, за да избяга.

Фиг. 19. Илюстрация на обхват на взаимодействие



Очевидно е, че дължината на взаимодействие за точка, разположена на газопровода, е два пъти разстоянието до опасност.

За да се изчисли рискът за дадено лице във всяка точка по сечение, перпендикулярно на газопровода, дължината на взаимодействието е разделена



на малки стъпки, обикновено на всеки 5 или 10 метра, и риска, изчислен за авария на газопровода, която води до пожар, разположена при стъпка.

Имайте предвид газопровод, който има прогнозна честота на аварии при разкъсване на / км на година, има вероятност p_i , че освободеният газ ще се възпламени и човек на разстояние y ще има вероятност p_{cy} да се превърне в жертва. Индивидуалният риск на година от разкъсване за отделна стъпка е:

$$f \cdot dx \cdot p_i \cdot p_{cy}$$

където dx е дължината на отделната стъпка.

Следователно общият индивидуален риск (IR) за човек на разстояние y се установява от събирането на този израз по дължината на взаимодействието, като се вземе предвид изменението на вероятността за жертва с разстоянието от газопровода и изменението в честотата на авария поради промени в дебелина на стената, дълбочина на покритието, клас на местоположение и т.н., т.е

$$IR = \sum_{j=1}^n (f \cdot dx \cdot p_i \cdot p_{cy})_j$$

За да се изгради профил на индивидуален риск, това изчисление трябва да се повтори за различни разстояния от газопровода.

Като се има предвид горният теоретичен подход, методиката за изчисляване на индивидуалния риск (IR) за цялата дължина на тръбопровода Ай Си Джи Би е следната:

Първоначално се създават поредица хипотетични "точки на инцидент" за цялата дължина на тръбопровода Ай Си Джи Би на всеки 50 метра. Тези точки се характеризират като $i=1 \dots N$.



Фиг. 22. Хипотетични "точки на инцидент" (зона село Калчас)



Втора стъпка е Мрежа от хипотетични "Приемни точки " от двете страни на цялата дължина на газопровода до разстояние от 500 метра, което се счита за безопасно разстояние според резултатите от модела на последствията. Разстоянието на точката в мрежата за двете оси X & Y (хоризонтална и вертикална) е 100 метра. Тези точки се характеризират като $j=1.....M$.

Фиг. 23. Хипотетична мрежа "точки на приемане" (зона село Калчас)



Всяка точка i е място на потенциален инцидент (разкъсване или теч) с честота на възникване, дефинирана от дебелината на стената на съответната тръба. След това евентуалното развитие на инцидента се приема съгласно Аналитичната диаграма с вероятност за всеки резултат (**Jet Fire**, **Crater Fire**, и т.н.), както е показано на Фигура 20 (за CL1).

Тъй като всяка приемна точка j може да бъде засегната от всички инциденти, които се случват в съседната област (точки i по трасето на газопровода $i1 \dots k$ за цялата дължина на взаимодействие), Общият индивидуален риск е сборът:

- на индивидуалния риск в приемник j в резултат на инцидент в която и да е от точките i
- В които са отчетени всички възможни резултати от аварии според Аналитичната диаграма

Тази процедура е изобразена на следващата фигура:

Фиг. 20. Точки $i1 \dots k$ за целия обхват на взаимодействие



Последствията от резултат от инциденти с течове или разкъсване (**Jet Fire, Огнено кълбо, Crater Fire**) са изчислени с помощта на софтуера PHAST ver 7.2 от DNV-GL.

Повтаряне на горната процедура за всички точки "хипотетичен инцидент" $i = 1 \dots N$, които засягат всички „приемни точки“ $j = 1 \dots M$ двуизмерно поле на Общ индивидуален риск се изчислява за областта около (500 м от всяка страна) за цялата му дължина. Това поле е изобразено, използвайки изоконтури на риска с подходящ цветен код. Представя се също като сечение на риска. Повече информация за процедурата за изчисляване е представена в Приложение Е

3.19 Критерии за приемливост на риска

Съгласно гръцкото законодателство в населените места допустимото ниво на риска (при което няма опасения) се определя като 1×10^{-6} годишно или вероятност само едно на милион годишно.

3.10 Технически данни за газопровода

Този раздел включва както подробности за важните параметри на газопровода, така и допускания за населението, използвани при оценката на участъка Калчас на газопровода IGB.

Предложеният газопровод IGB е приблизително 182 км, с 31,6 км в Гърция и 150,6 км в България. Този газопровод е проектиран да бъде двупосочен, но първоначално се очаква потокът да бъде от Гърция до България. Газопроводът започва в Комотини по гръцката газопреносна мрежа, движи се приблизително 11 км северно и минава през село Калчас, продължава на север още 20 км и влиза в България. Оттук нататък се движи още 150 км, за да се свърже с българската газова мрежа в Стара Загора. Газопроводът IGB е проектиран от Penspen Ltd и C & M Engineering SA, като по този начин данните за газопровода в този доклад са предоставени от Меморандума за основи на проектирането. Тези данни са обобщени по-долу.

Таблица 8. Обобщение на параметрите на 32 инчовия газопровод

Парάμετρος/Параметър	Τιμή /Стойност			
Όνομασία αγωγού/ Име на газопровода	Διασυνδεδετήριος αγωγός φυσικού αερίου Ελλάδας - Βουλγαρίας (Междусистемна газова връзка Гърция-България)			
Διάμετρος (mm)/Диаметър (mm)	813			
Μέγιστη πίεση λειτουργίας / ΜΡН (barg)	75			
Τρέχουσα μέγιστη πίεση/ Моментно максимално налягане (barg)	57			
Πάχος τοιχώματος/ Дебелина на стената (mm)	11	14,2	16	20
Κατηγορία υλικού/ Клас	L450MB			
Προδιαγραφές σωληνώσεων αγωγού/ Спецификации на линейните тръби	BS EN ISO 3183:2012			
Специфична минимална граница на провлачане (N/mm ²)	450			
Συντελεστής σχεδιασμού στη ΜΟΡ/ Изчислителен коефициент при ΜΡН	0,72	0,6	0,5	0,4
Συνολικό μήκος αγωγού (km) Обща дължина на газопровода (km)	182,2			

4 Резултати

4.1 Отстояния при опасност

Οι προβλέψεις για τη μέγιστη απόσταση μέχρι την πιλοτική ανάφλεξη ξύλου (απόσταση καύσης του κτιρίου) και την απόσταση διαφυγής (από την οποία είναι δυνατή η διαφυγή χωρίς να υπάρχει καταφύγιο) για μια αναφλεγείσα πλήρη διάτρηση (full-bore) του αγωγού IGB παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα.

Οι αποστάσεις διαφυγής δεν είναι αποστάσεις ασφαλείας, αλλά αποστάσεις από τις οποίες είναι εφικτή η διαφυγή εάν δεν υπάρχει κανένα διαθέσιμο καταφύγιο. Παρουσιάζονται αποστάσεις τόσο για άμεση όσο και για καθυστερημένη ανάφλεξη και συνυπολογίζεται το συνολικό μήκος του συστήματος του αγωγού.

Таблица 8. Резюме на предвидени отстояния при опасност

Газопрово д	Налягане (barg)	Отстояние при опасност	Вид възпламеняване	
			Незабавно	Забавено
		Изгаряне на сграда (м)	270	263
IGB	75	Избягване (стандартно) (м)	580	570
		Избягване (уязвимо) (м)	810	800

4.2 Предвиждания относно честотата на аварии

Μοделът за прогнозиране на честотата на аварии на тръбопроводи, дължащи се на външна намеса, е разгледан в Приложение D. По време на тази оценка се предполага, че са направени сравнения между класовете за местоположение в Обединеното кралство и Гърция и могат да се видят в таблицата по-долу. Резултатите за разкъсвания и течове за трите дебелини на стени при максимално работно налягане (MOP) от 75 barg са показани в Таблице 11 и 12 по-долу, при минималната дълбочина на покритието. T

Таблица9. Класове местоположение за газопровода

Клас местоположение Обединеното кралство	Клас местоположение Гърция
R/2	1
R	2
S	3

Таблица 10. Предвидени честоти на аварии с разкъсване 75 barg

Диаметър (mm)	Дебелина на стената (mm)	Клас	Вътрешно налягане (barg)	Клас местоположение	Дълбочина на покритието (m)	Честота на аварии (x 10 ⁻⁶ км.години)
813	11	L450 MB	75	1	1	5,45
813	14,2	L450 MB	75	2	1	1,45
813	16	L450 MB	75	3	1	0,91

Таблица 12. Предвидени честоти на аварии с течове 75 barg

Диаметър (mm)	Дебелина на стената (mm)	Клас	Вътрешно налягане (barg)	Клас местоположение	Дълбочина на покритието (m)	Честота на аварии (x 10 ⁻⁶ км.години)
813	11	L450 MB	75	1	1	11,20
813	14,2	L450 MB	75	2	1	3,20
813	16	L450 MB	75	3	1	2,11

Забележете, че е консервативно прието, че диаметърът на всички течове е този, който дава същото изтичане като критичната дължина на пукнатините (т.е. максималната устойчива през стена пукнатина, която може да съществува, без да се получи разкъсване). Следователно в тази оценка е използван диаметър на теч 10 mm.

4.3 Индивидуален риск

Индивидуалните профили на риска, изчислени при 75 barg, за точка в права част на газопровода, са показани на фигура 25, заедно с приемливите критерии за риск в Гърция.

Може да се види, че за точки от клас местоположение 1 (дебелина на стената на тръбата 11 mm) нивата на риска са над допустимото ниво от 1 x 10⁻⁶ годишно на гръцките технически регламенти с максимална стойност 1.3x10⁻⁶. Тук трябва да се подчертае много консервативното определение на Индивидуалния риск, което приема, че теоретично лице останава напълно изложено за 100% от времето извън жилище. Когато дебелината на стената на тръбата се повиши, нивата на ИР падат до приемливи стойности.

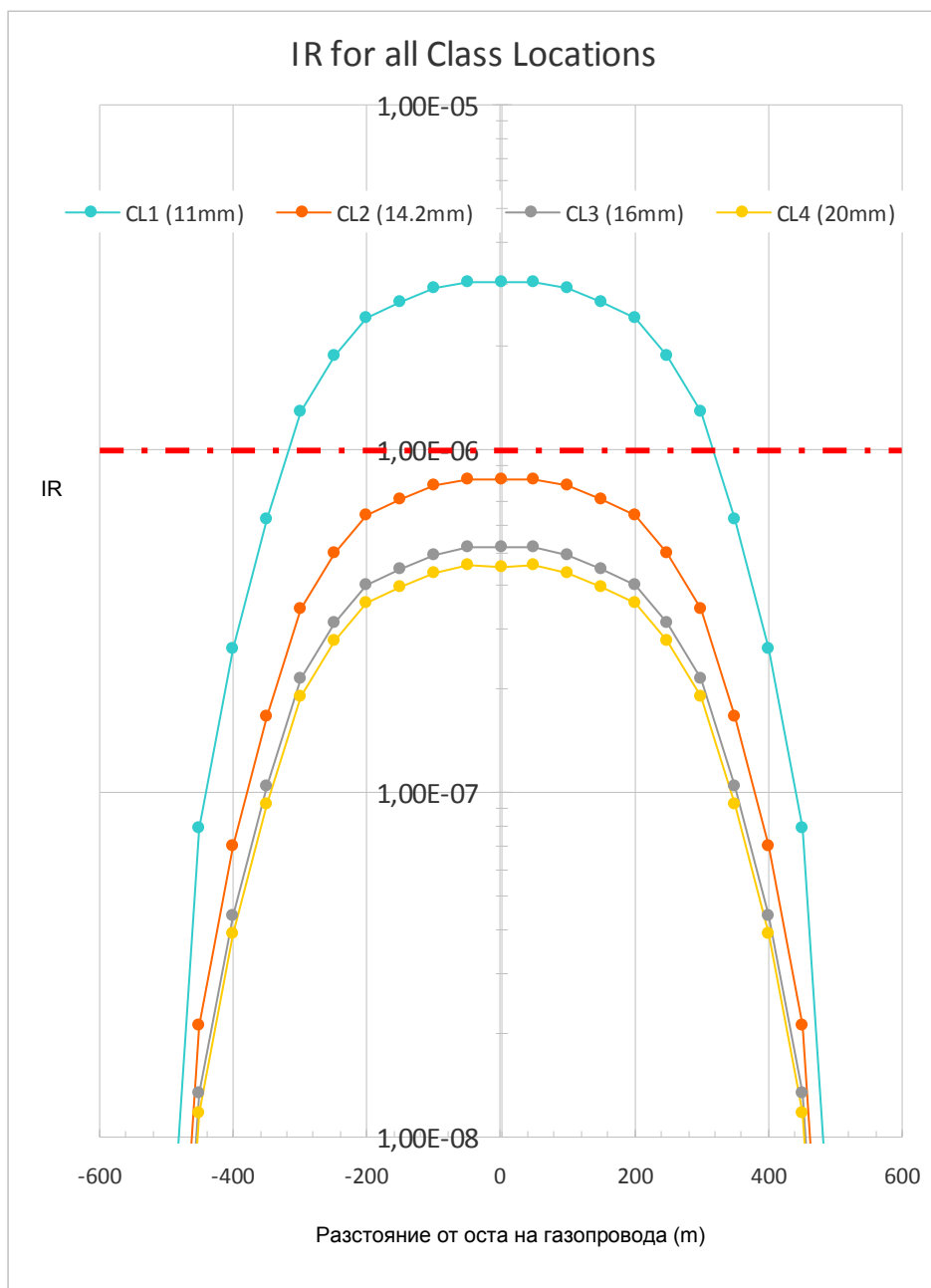
Индивидуалният риск е представен като iso-риск контурни карти за цялата дължина на газопровода, върху сателитни карти, изготвени от географска информационна система (ГИС). Трябва да се подчертае, че локалните промени в дебелината на стената на тръбата по газопровода (например в областта на активните разломи) са включени в този подход, което води до локализиране на намаления на ИР.

От тези карти може да се види, че въпреки че "превишаването" на ограничението на регламента не създава реален проблем в ненаселените райони, в двете точки, а именно на запад от Калчас и на изток от Родитис, трябва да се вземат мерки, за да се намали индивидуалният риск за населението до приемливи нива (по-малко от 1x10⁻⁶).

За да бъде изпълнено това изискване, е необходимо да се увеличи дебелината на стената на тръбата до 14,2 мм (както при клас местоположение 2). Поради тази причина математическият модел беше повторно нанесен с увеличена дебелина на стената на тръбата до 14,2 mm в тези две области. Както може да се види на следващите фигури, общият индивидуален риск спада до приемливи нива.

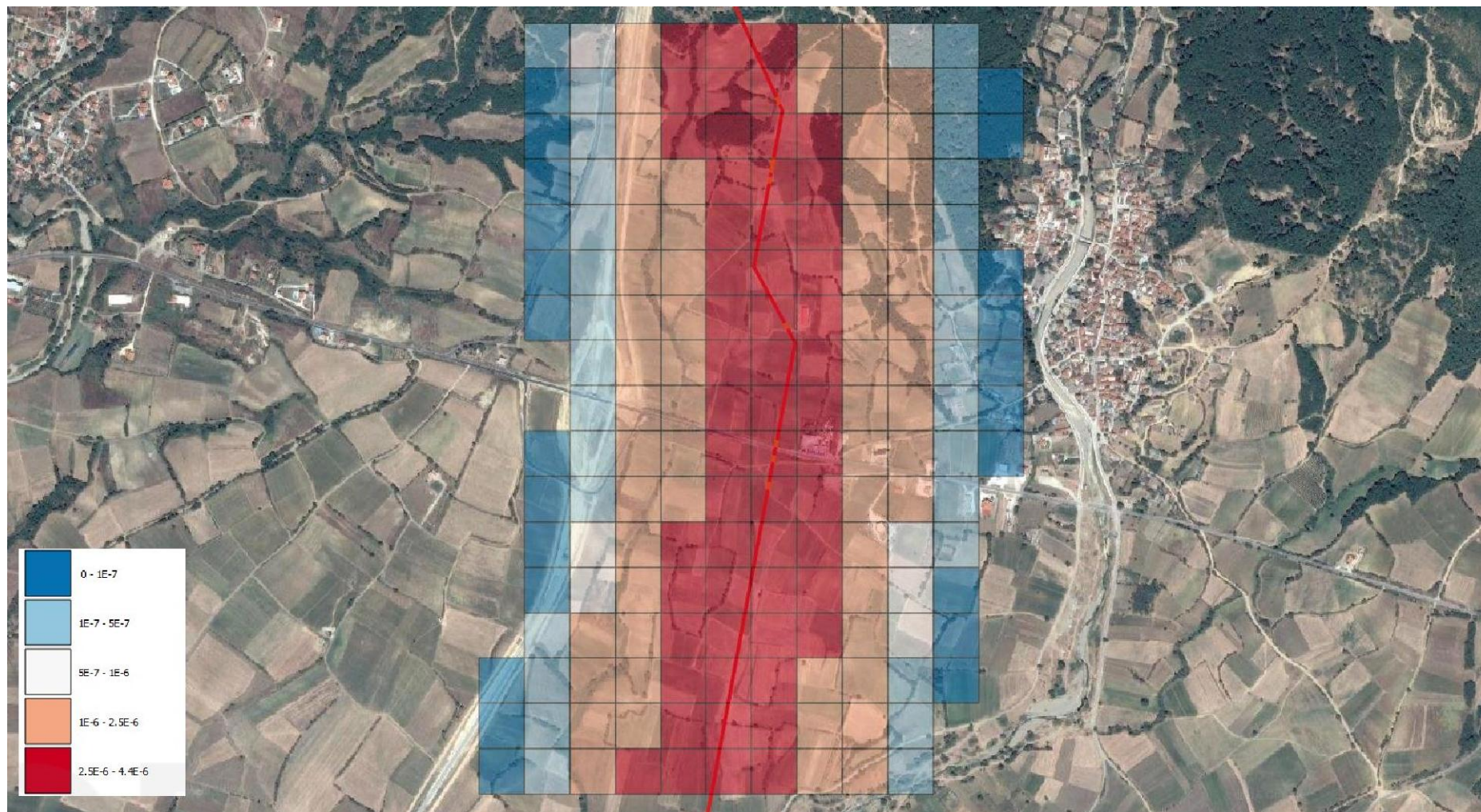


Фиг.21. IGB. Профили на индивидуалния риск

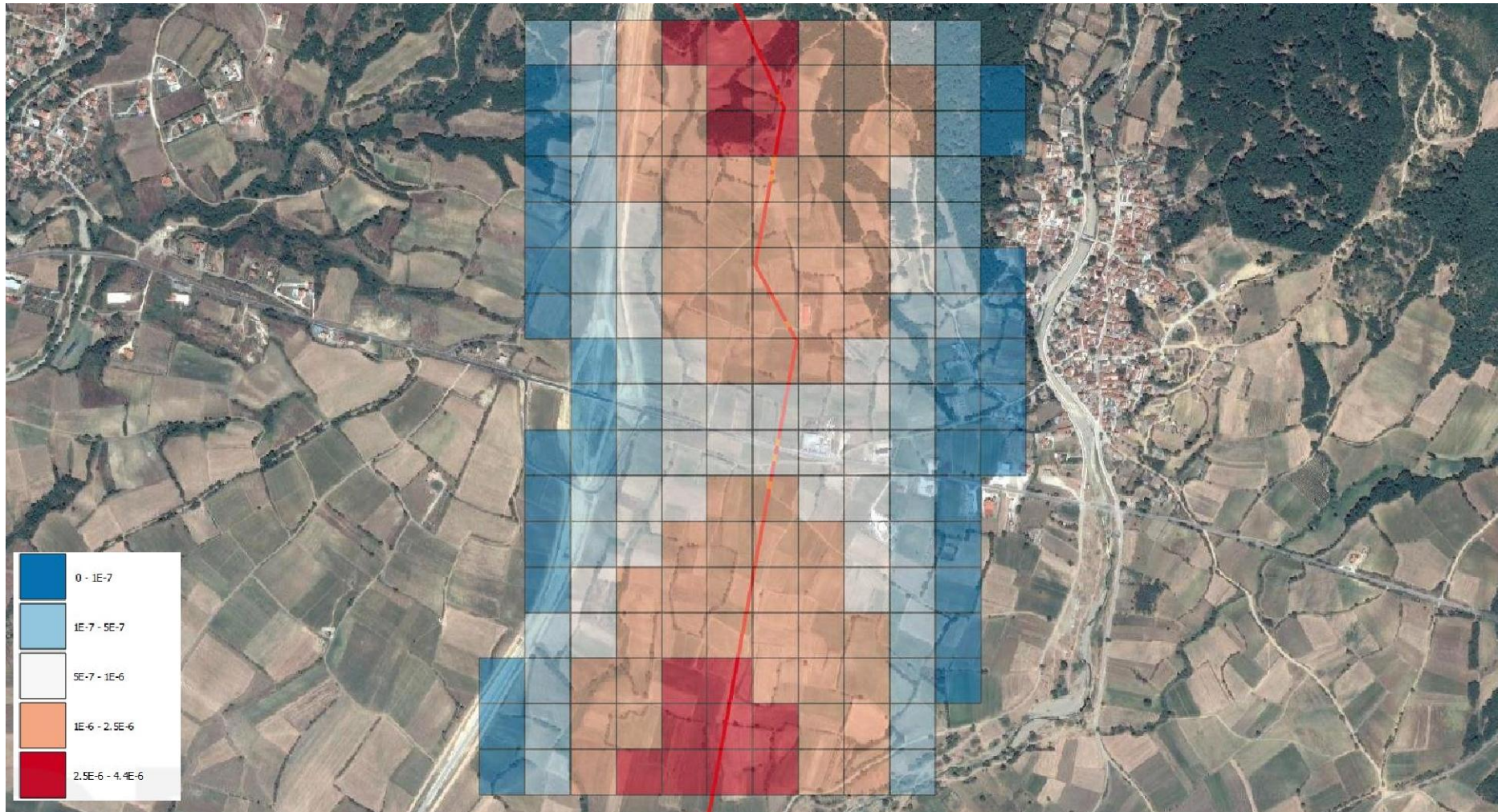




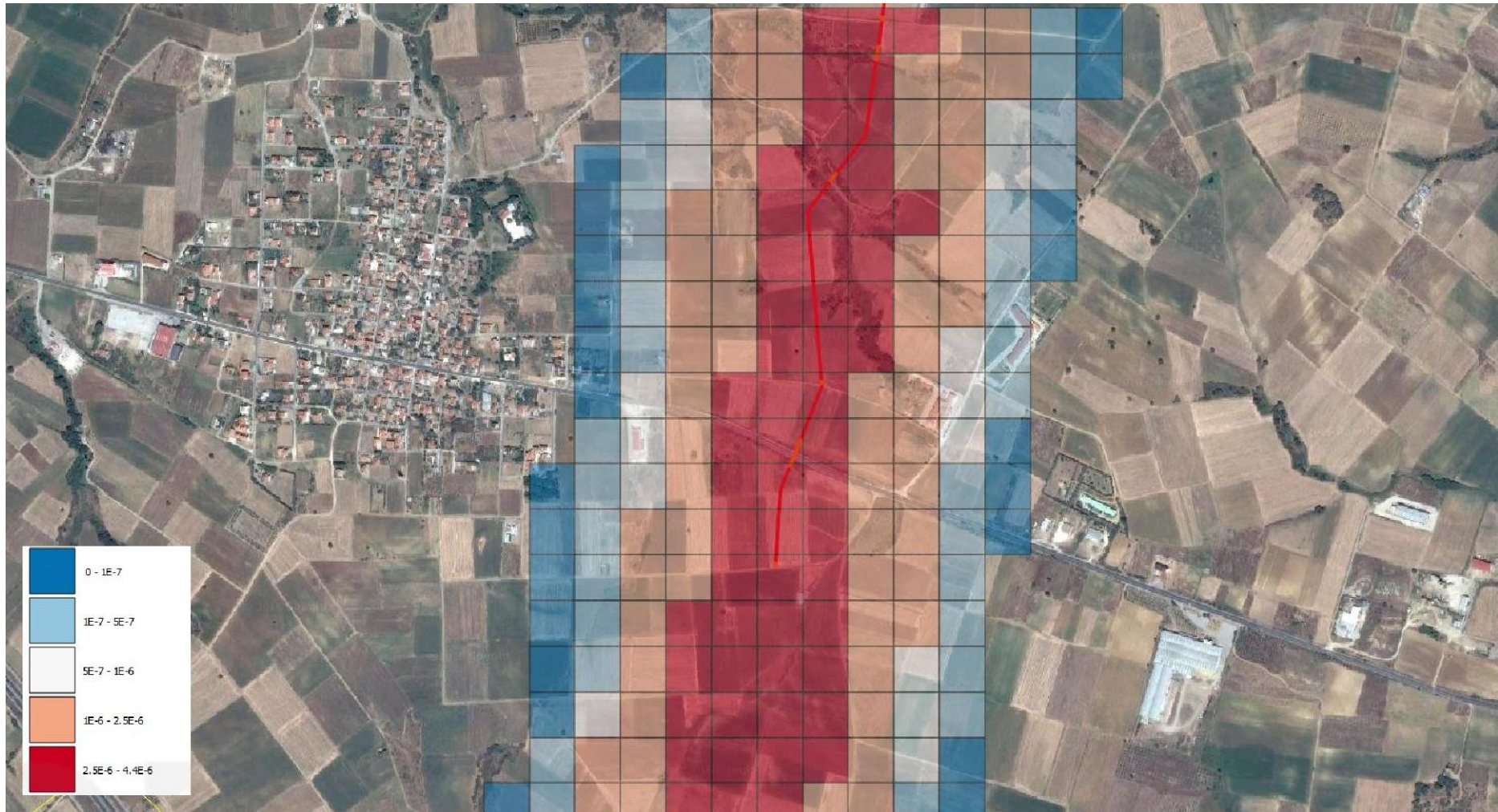
Фиг. 22. Iso-Карта на риска западно от село Калчас. Изменен проект с дебелина на стената на газопровода 11мм



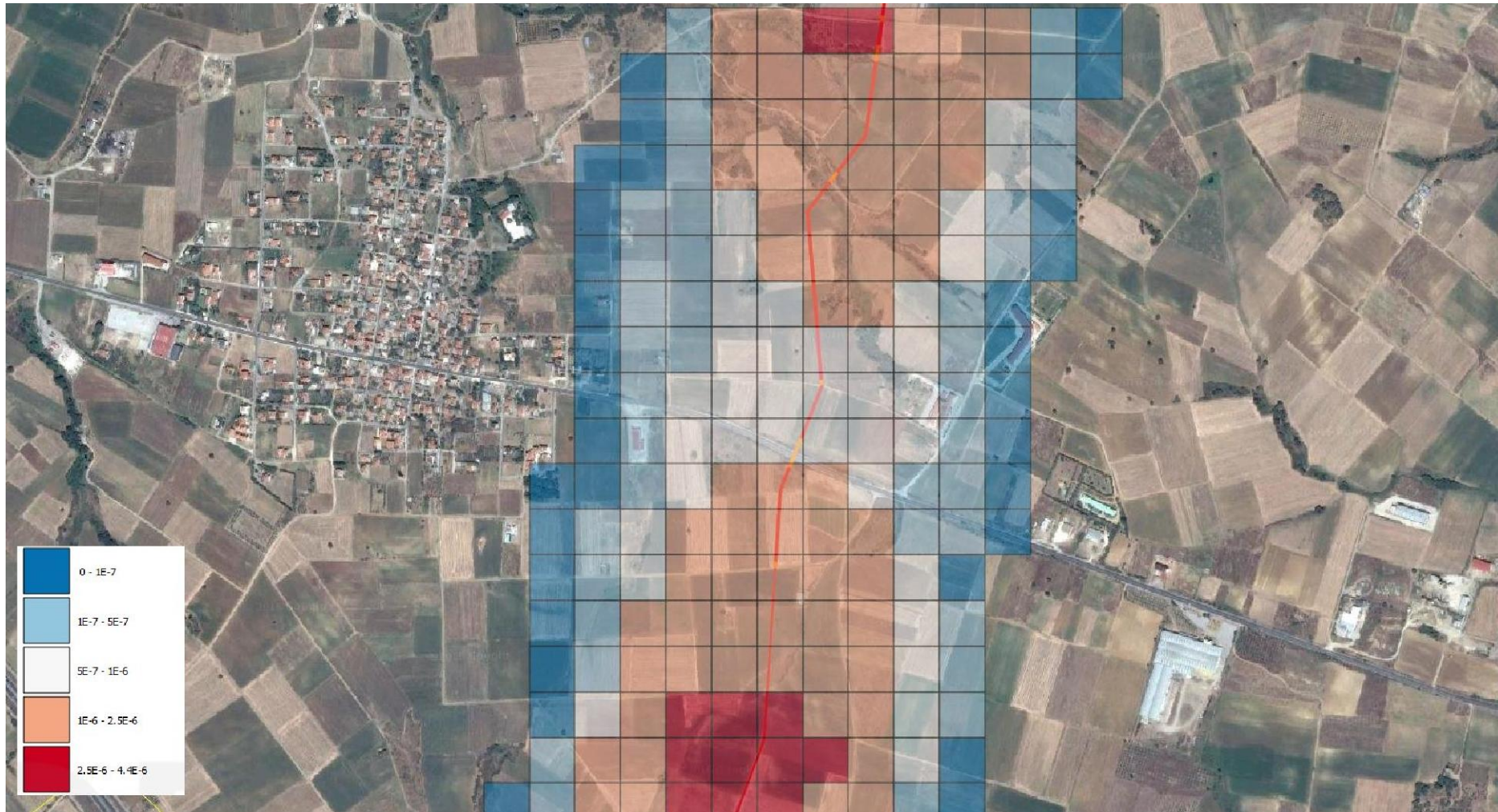
Фиг. 23. Iso- Карта на риска западно от село Калчас. Изменен проект с дебелина на стената на газопровода 14.2 мм



Фиг. 24. Iso- Карта на риска източно от село Родитис. Изменен проект с дебелина на стената на газопровода 11мм



Фиг. 25. Iso- Карта на риска източно от село Родитис. Изменен проект с дебелина на стената на газопровода 14.2 мм





5 Защитни мерки за смекчаване

5.1 Въведение

Индивидуалните профили на риска, изчислени при 75 barg, за точка в права част на тръбопровода, са показани на фигура 25, заедно с приемливите критерии за риск в Гърция.

Може да се види, че за точките от клас местоположение 1 (дебелина на стената на тръбата 11 мм), нивата на риска са над допустимото ниво от 1×10^{-6} годишно на гръцките технически регламенти с максимална стойност 1.3×10^{-6} . Трябва да се подчертае тук доста консервативното определение на индивидуалния риск, което приема, че теоретично лице остава напълно изложено на 100% от времето извън жилище. Когато дебелината на стената на тръбата се повиши, нивата на ИР се понижават до приемливи стойности.

Както може да се види на фигури 26-29, общият индивидуален риск пада до приемливи нива, когато дебелината на стената на тръбата се повиши локално до 14,2 мм.

5.2 Модификатори на честотата на аварията

5.2.1 Параметри за изменение, които да се отчетат

Статистически данни за честотата и разпределението на щетите, получени от базата данни UKOPA, позволяват прогнозиране на средната честота на аварии за определен диаметър, дебелина на стената и клас на тръбата. Въпреки това, за реален участък от газопровода трябва да се вземат предвид населеният район, в който се намира газопроводът, дълбочината на покритието и дали са били въведени предпазни мерки за смекчаване, тъй като всички тези фактори ще повлияят честотата на щетите, настъпващи по газопровода.

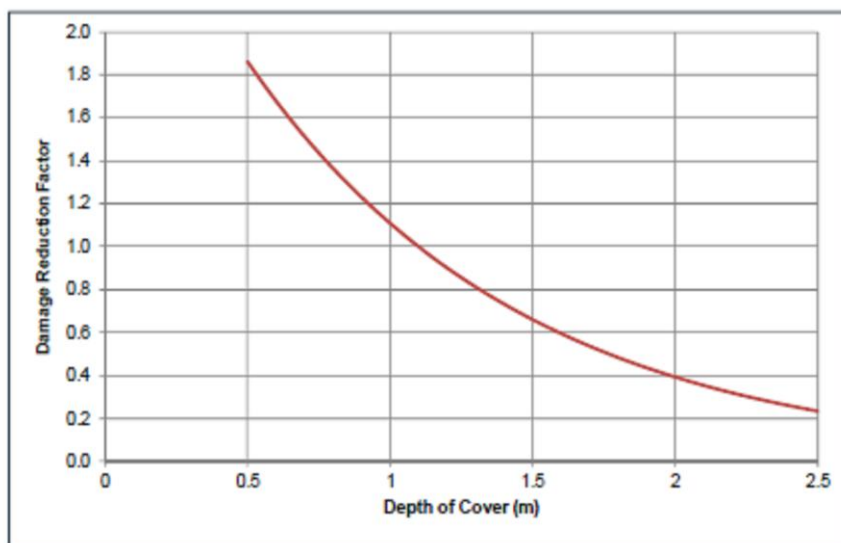
5.2.2 Дълбочина на покритието

Увеличаването на дълбочината на покритието на газопровода ще намали вероятността от външна намеса чрез намаляване на дела на строителните и изкопните дейности, които биха могли да достигнат и по този начин да засегнат газопровода.

Наскоро публикуваният IGEM / TD / 2 съдържа прост коефициент за намаляване на дълбочината на покритието, който се получава от резултатите от публикуваните проучвания. Това е показано графично на фигурата по-долу, която показва коефициента, с който се умножава честотата на аварии (на газопровод, засипан на дълбочина 1 м), за да се получи последващата честота на аварии за други дълбочини. Например честотата на аварии на газопровод, засипан на дълбочина 2 м, е само 40% от същия газопровод, засипан на дълбочина 1 м.



Фиг. 26. Ефект на дебелината на покритието върху честотата на аварии на газопроводи



Използването на защитни мерки за намаляване на ефекта от външни смущения е често срещана практика в газопроводната индустрия в продължение на много години. До навлизането на надеждни линейни тръби с дебели стени, всички основни пресичания на движение бяха поставени в кожуси, за да се избегне повреждането на газопровода на място, където е вероятно да има строителна дейност.

Коефициенти за намаляване на щетите за смекчаване на риска има от работата на British Gas в средата на 90-те години. IGEM / TD / 2 съдържа актуализирани данни за коефициентите на намаляване, приложими за полагане на бетонни плочи и за полагане на бетонни плочи с маркерни ленти. Тези по-нови стойности следователно са използвани, когато е приложимо, при всички оценки.

Таблица 11. Коефициент за намаляване нивото на аварии с външна намеса

Вид защита	Коефициент за намаляване нивото на аварии
Полагане на защита с бетонни (или еквивалентни) плочи	10

5.2.3 Клас местоположение & страна

Данните, събрани от UKOPA относно инцидентите с щети в газопреносителната мрежа на Обединеното кралство, включват подробности за местния клас местоположение. За газопроводи за пренос на газ в Обединеното кралство, проектирани или за IGEM / TD / I1831, или PD 80101841, има само два класа местоположение или типове области, R или Селски и S или Предградие. R райони обикновено отговарят на ASME B31.8 клас 2 и S области на клас 3. Тъй като Обединеното кралство е силно населено, има много малко ненаселени или райони от клас 1, които имат газопроводи и райони от клас 4 с многоетажни сгради не са позволени в кодексите за проектиране на газопроводи в Обединеното кралство.

Коефициентите за типа район, получени от базата данни UKOPA, т.е. зоните S имат приблизително 3,6 пъти повече щети от трети страни отколкото зоните R,

се считат за подходящи за Западна Европа. За районите в света извън Западна Европа трябва да бъдат избрани специфични коефициенти, основани на преглед на броя на местното население и вероятната дейност за развитие.

6 Заключение & препоръки

Оценката на риска за цялата дължина на предложения газопровод за природен газ с високо налягане IGB е завършена при сегашното максимално работно налягане от 75 barg.

Индивидуалните профили на риска, изчислени на 75 barg за точка в права част на газопровода, са показани на Фигура 25 заедно с приемливите критерии за риск в Гърция и очертават намаляването на индивидуалния риск, когато дебелината на стената на тръбата се увеличи повече от нейното първоначално проектиране с клас местоположение 1 (дебелина 11 мм). Класът местоположение клас 2 (дебелина 14,2 мм), както и тръбата за клас местоположение 3 (дебелина 16 мм) намаляват ИР значително до нивата, по-ниски от приемливото ниво от 1×10^{-6} годишно на гръцките технически правила.

Изчислените индивидуални нива на риска (за сегмент от газопровода с клас местоположение 1) са показали, че са над допустимото ниво от 1×10^{-6} годишно над гръцките технически регламенти. Обърнете внимание, че това ограничение е равностойно на широко приемливото ниво на ЗБОС в Обединеното кралство. ЗБОС определя индивидуалните рискове между 1×10^{-6} и 1×10^{-4} като допустими, ако се докаже, че те са практически най-ниски допустими (ПДНН). Трябва да се подчертае тук много консервативното определение на индивидуалния риск, което приема, че теоретичен човек, остава напълно изложен за 100% от времето извън жилище. Когато дебелината на стената на тръбата се повиши, нивата на ИР се понижават до приемливи стойности.

Поради това се приема, че "превишаването" на регулаторната граница не създава реален проблем в ненаселените райони по трасето на тръбопровода.

Напротив, в двата района, а именно на запад от Калчас и на изток от Родитис, трябва да се предприемат мерки за намаляване на индивидуалния риск за населението до приемливи нива (по-малко от 1×10^{-6}). За да бъде изпълнено това изискване, е необходимо увеличаване на дебелината на стената на тръбата до 14,2 мм (както при клас местоположение 2), тъй като е ясно показано с прилагане на същата методика.

6.1 Препоръки

Препоръчва се:

- Дебелината на стените на газопровода да се увеличи в района на село Калчас за около 600 м от 11 мм до 14,2 мм, за да се намали локално Индивидуалният риск до приемливи нива ($<1 \times 10^{-6}$) (виж фигури 26-27). По-специално се препоръчва да се увеличи дебелината на тръбата в частта, определена от K19 + 665м до K21.
- Дебелината на стените на газопровода да се увеличи в района на село Родитис за около 800 м от 11 мм до 14,2 мм, за да се намали локално Индивидуалният риск до приемливи ($<1 \times 10^{-6}$) нива (виж фигури 28-29). По-специално се препоръчва да се увеличи дебелината на тръбата в частта, определена от K7 + 324м до K10 + 120м.
- Освен очевидното увеличение на дебелината на стените на тръбите, се препоръчва да се предприемат допълнителни мерки за намаляване на честотата на аварии на газопровода, а именно местното увеличаване на дълбочината на канала или (за по-драстични резултати) полагаването



на защита с бетонни (или еквивалентни) плочи при точките на пресичане с пътища и магистрали в посочените по-горе зони.

- Резултатите от КОР трябва да бъдат преразгледани, ако действителното населяване на сгради в рамките на обхвата на опасност е значително по-голямо от населяването, прието при тази оценка.

7 REFERENCES

1. BS EN 1594: 2013, "Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar – Functional requirements", British Standards Institution, 2013.
2. ASME B31.8-2014, "Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME Code for Pressure Piping, B31", American Society of Mechanical Engineers, 2014.
3. GD Goodfellow & JV Haswell, «A Comparison of Inherent Risk Levels in ASME B31.8 and UK Gas Pipeline Design Codes», IPC2006-10507, International Pipeline Conference, Calgary, Σεπτέμβριος 2006.
4. GD Goodfellow, JV Haswell, R McConnell και NW Jackson, «Development of Risk Assessment Code Supplements for the UK Pipeline Codes IGE/TD/1 and PD 8010», IPC2008-64493, 7th International Pipeline Conference, Calgary, 29 Σεπτεμβρίου – 3 Οκτωβρίου 2008.
5. IGE/TD/2 Edition 2, «Assessing the risk from high pressure Natural Gas pipelines», Communication 1764, Institution of Gas Engineers & Managers, 2013.
6. ASME B31.8S-2010, Managing System Integrity of Gas Pipelines, American Society of Mechanical Engineers, 2010.
7. Penspen and C&M Report:, 10760-PHL-EN-00-001, «FEED & EIA for Natural Gas Interconnector Greece - Bulgaria (IGB). Project: Design Basis Memorandum», July 2013.
8. C&M, Report: P513-100-STU-PL-P1-521 "Probabilistic Seismic Hazard Assessment (PSHA) Report in Greek Territory", October 2011.
9. C&M, Report: P513-100-LS-TOP-01GR "Class Location List", February 2014.
10. Penspen and C&M Report:, 10760- RPT-SF-00-005, « FEED & EIA for Natural Gas Interconnector Greece - Bulgaria (IGB).Quantitative Risk Assessment for the Greek Section», March 2016.
11. JV Haswell, «The Pipeline Life Cycle», Prestige Lecture to the Pipeline Industries Guild, London, 15 Νοεμβρίου 1999.
12. «9th Report of the European Gas Pipeline Incident Group», EGIG 14.R.0403, Φεβρουάριος 2015.
13. Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report (1962 – 2014), Report of the UKOPA Fault and Risk Work Group, UKOPA/15/003, Δεκέμβριος 2015.
14. C Lyons, JV Haswell, P Hopkins, R Ellis και NW Jackson, «A Methodology for the Prediction of Pipeline Failure Frequency due to External Interference», IPC2008-64365, 7th International Pipeline Conference, Calgary, 29 Σεπτεμβρίου – 3 Οκτωβρίου 2008.
15. G Goodfellow, S. Turner, JV Haswell και R Espiner, «An Update to the UKOPA Pipeline Damage Distributions», IPC2012-90247, 9th International Pipeline Conference, Calgary, 24 - 28 Σεπτεμβρίου 2012.
16. A Cosham and P Hopkins, Penspen Integrity Document, «The Pipeline Defect Assessment Manual», Penspen APA, Document No. 9909A-RPT-001 R1.05, Ιούνιος 2006.

17. JF Kiefner et al, «Failure Stress Levels of Flaws in Pressurised Cylinders», ASTM STP 536, 1973.
18. «Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines», ANSI/ASME B31 G-1984, 1984.
19. «Corroded Pipelines», DNV Recommended Practice RP-F101, Det Norske Veritas, 1999.
20. P Roovers et al, «EPRG methods for assessing the tolerance and resistance of pipelines to external damage», in Pipeline Technology, Volume II, επεξεργασία από R Denys, 2000.
21. Shell FRED 5.0: Fire, Release, Explosion and Dispersion Hazard Consequence Modelling Package, Shell Global Solutions, Μάρτιος 2006.
22. MR Acton, PJ Baldwin, «Ignition Probability for High Pressure Gas Transmission Pipelines», IPC2008-64173, 7th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canada, 29 Σεπτεμβρίου – 3 Οκτωβρίου 2008.
23. MR Acton, TR Baldwin, PJ Baldwin & EER Jager, «The Development of the PIPESAFE Risk Assessment Package for Gas Transmission Pipelines», IPC 98, Calgary 1998.
24. M Bilo & P Kinsmann, «MISHAP – HSE’s pipeline risk assessment methodology», Pipes & Pipelines International, Vol. 42, Issue 4, 1997.
25. M Bilo & P Kinsmann, «Thermal radiation criteria used in pipeline risk assessment», Pipes & Pipelines International, Vol. 42, Issue 5, 1997.
26. Anon, The Tolerability of Risk from Nuclear Power Stations, HMSO, London, 1992.
27. Anon, Reducing Risks, Protecting People. HSE’s decision-making process, HMSO, 2001.
28. IGEM/TD/1 Edition 5, «Steel pipelines and associated installations for high pressure gas transmission», Communication 1735, Institution of Gas Engineers & Managers, 2008.
29. BS EN ISO 3183:2012, “Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems”, British Standards Institute, 2013
30. «Policy and guidance on reducing risks as low as reasonably practicable in Design», <http://www.hse.gov.uk/risk/theory/alarp3.htm> (πρόσβαση στις 12 Φεβρουαρίου 2016).
31. IGEM/TD/2, Assessing the risk from high pressure Natural Gas pipelines, Communication 1764, Institution of Gas Engineers & Managers, 2013. The application of risk techniques to the design and operation of pipelines, I Corder, C502/016/95, IMechE, Οκτώβριος 1995
32. IGEM/TD/1 Edition 5, Recommendations on Transmission and Distribution Practice. Steel Pipelines for High Pressure Gas Transmission, Institution of Gas Engineers and Managers, Δεκέμβριος 2008
33. PD 8010-1: 2004, Code of Practice for Pipelines – Part 1: Steel Pipelines on Land, British Standards Institute, 2004.

APPENDIX A. SOCIETAL RISK CALCULATION. Summary and Conclusions from the study by PENSPEN

A1. Summary of the study by PENSPEN

As a precursor to the present study, an Initial Quantitative Risk Assessment Study prepared by the Penspen-C&M Consortium mainly focusing in the “KALCHAS” area has been used as a starting point for discussions with the Permitting Authority which proposed some corrections and amendments.

According to the abovementioned report by PENSPEN, that is briefly presented in this Appendix, societal risk levels are within the UK IGEM broadly acceptable region and cost benefit analysis has shown that the risk levels at the assessed location near Kalchas are As Low As Reasonably Practicable (ALARP). As the assessed location is the most densely populated point on the Greek section of pipeline it is concluded that risk levels are ALARP along the entirety of the Greek section of pipeline

A2. Societal risk. Background.

The risk from all incidents, i.e. immediate and delayed ignited ruptures and leaks, that may affect the populated areas as modelled are combined to calculate both the societal risk for the populated areas and the risk to a permanently resident individual, along a specific transect.

Societal risk represents the likelihood of more than one person being injured at any one time and is usually expressed as an FN curve (i.e. the frequency of N or more casualties versus the number of casualties, N). The societal risk takes account of population movements and behaviour patterns throughout the day.

A3. Social Risk Calculation

A3.1 Interaction Length

Before the risk to a particular individual or development can be calculated, it is important to define the length of the pipeline that could cause harm to the person or development. This length is known as the interaction length. For a building, the hazard distance will be the building burning distance, whereas for a person, it is the relevant escape distance.

Obviously, the interaction length for a point lying on the pipeline is twice the hazard distance.

A3.2 Individual Risk Calculation Methodology

To calculate the risk to an individual at any point along a transect perpendicular to the pipeline, the interaction length is split into small steps, typically every 5 or 10 metres, and the risk calculated for a pipeline failure that results to a fire located at each step.

Consider a pipeline that has a predicted rupture failure frequency of f per km per year, there is a probability p_i , that the released gas will ignite and a person at distance y will have a probability of p_{cy} of becoming a casualty. The individual risk per year from rupture for an individual step is:

$$f \cdot dx \cdot p_i \cdot p_{cy}$$

where dx is the length of the individual step.

Therefore, the overall individual risk (IR), for someone at distance y is found from the summation of this expression along the interaction length, taking into account the variation in casualty probability with distance from the pipeline and the variation in failure frequency due to changes in wall thickness, depth of cover, location class etc., i.e.

$$IR = \sum_{j=1}^n (f \cdot dx \cdot p_i \cdot p_{cy})_j$$

To construct an individual risk transect, this calculation must be repeated for a range of distances from the pipeline.

A3.3 Societal Risk Calculation Methodology

For each step in the interaction length, the failure frequency of the step length/and the number of casualties n are calculated. The consequence calculations must take into account the geometry of the development, the number of people present and outside at varying times of the day and their ability to escape to shelter.

To generate the corresponding values of F for N or more casualties and plot an FN curve, the values of/are summed for each different value of w to produce a histogram of Jh pairs which can then be plotted as a reverse cumulative distribution.

A3.4 Expectation Value

The calculation of societal risk Jh pairs as described above also allows and evaluation of the Potential Loss of Life (PLL) or expectation value which is a statistical expression for the average number of casualties per year and is given by the following equation:

$$EV = \sum f \cdot n$$

Expectation Value is a useful measure for cost-benefit analysis calculations.

A4. Risk Acceptance Criteria

UK Health and Safety Executive publications state an unacceptable level of individual risk to a member of the public of 1×10^{-4} per annum which is approximately ten times less than the historical fatality rate for dangerous industries such as deep sea fishing or offshore oil and gas extraction in the North Sea. From this value, a level of risk below which there is typically no concern is set at 1×10^{-6} per annum or one chance per million (cpm). The no concern level is considered to be negligible in comparison with the total everyday risk in the UK as shown in Table below

Πίνακας A1. Annual risk of death in the UK

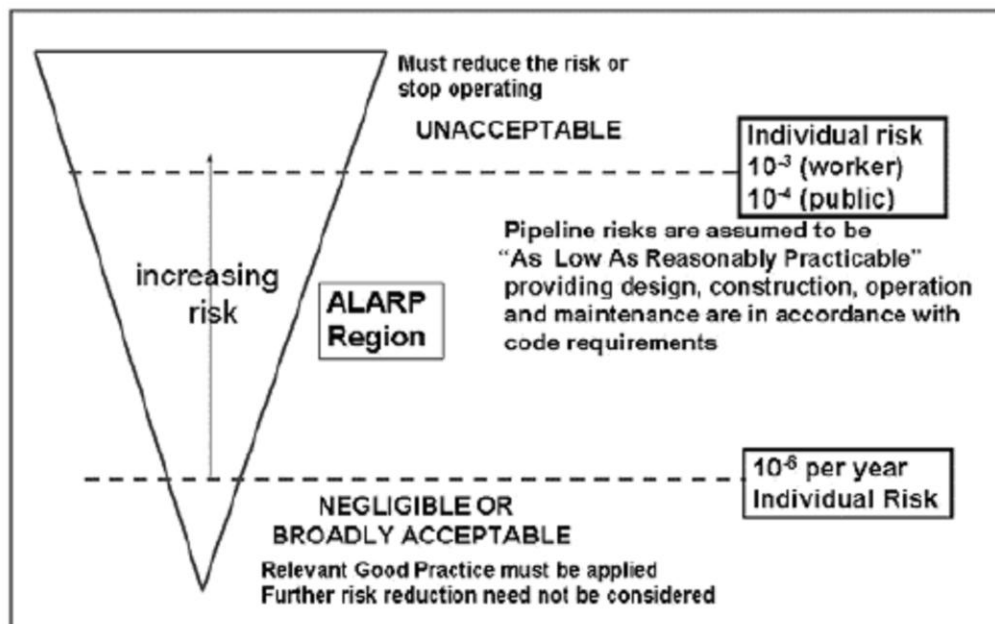
Causes of Death	Ετήσιος κίνδυνος
All causes	$1,0 \times 10^{-2}$
Cancer	$2,6 \times 10^{-3}$
All accidents	$2,5 \times 10^{-4}$
All of road accidents	$6,0 \times 10^{-5}$



Between the unacceptable and no concern level is the ALARP, or as low as reasonably practicable, region. In this region risks are considered to be tolerable if further risk reduction is impracticable or requires action that is grossly disproportionate in time, trouble and effort to the reduction in risk achieved. This is typically proven using cost benefit analysis.

The limits derived by the UK HSE are shown diagrammatically below.

Fig A1. United Kingdom HSE Individual Risk Criteria



For linear hazards like pipelines, where significant numbers of people may be at risk in a single event, societal risk is a better measure with which to judge the acceptability of risk levels.

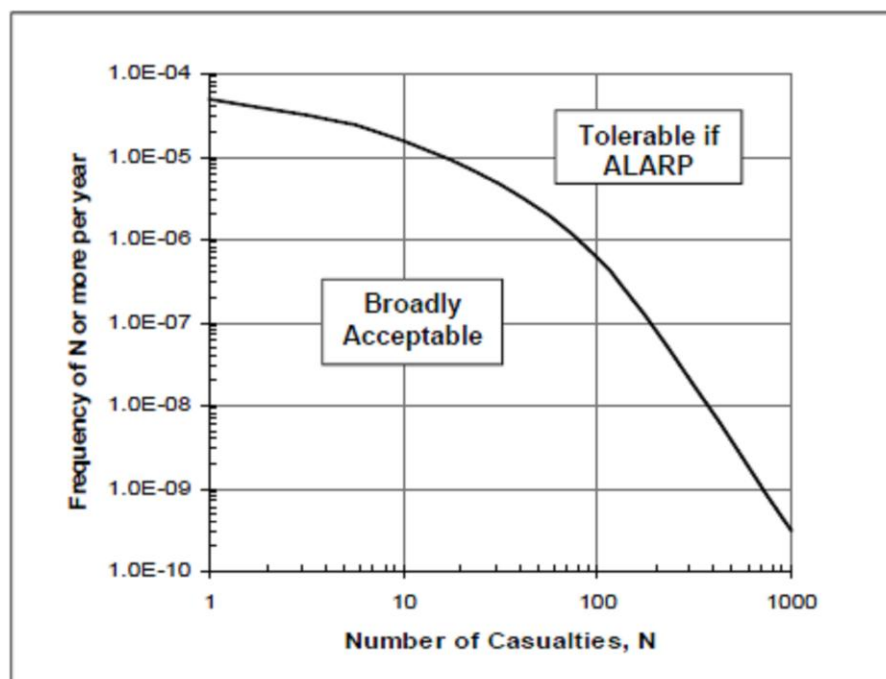
Acceptable levels of societal risk have been taken from the FN criteria in IGEM/TD/1 which is shown in Figure below. This criteria have been derived by assessing many pipelines built and operated to previous editions of this code by National Grid, and its predecessors, and producing an envelope of acceptable risk. This approach assumes that all pipelines previously designed, built and operated to the code implicitly have acceptable levels of risk.

The methodology used in the QRA detailed in this report is very similar to the methodology used to generate the FN envelope; however, it is thought that the methodology used in this QRA produces a slightly higher predicted risk level. Therefore, it is considered to be conservative to use the IGEM/TD/1 societal risk criteria.

If societal risk levels are outside, or close to, the IGEM/TD/1 envelope, then risk levels must be checked to determine if they are ALARP using cost benefit analysis.



Fig A2. IGEM/TD/1 Societal Risk FN Criteria



A5. Building Residency and Occupancy Assumptions

The proposed pipeline begins at the Greek gas network, travels north and runs parallel to the Egnatia Highway for approximately 11 km, it passes several villages on its proposed route including, Filakas, Roditis and Kalchas. The section of pipeline that passes close to Kalchas has been identified as having the highest risk. In this section the pipeline crosses three small roads and passes within 60 m west of a petrol station and adjacent tyre services centre.

Close to the petrol station and approximately 135 m from the pipeline is a sanitary ware shop, although this appears to be currently unoccupied. Approximately 220 m east at the same point on the pipeline is a building that is assumed to be an apartment block. Other buildings are in the area however they are all more than 250 m from the pipeline and are thus outside of the hazard radius. The pipeline then continues north for a further 20 km to the Bulgarian border..

The building occupancies have been estimated by Penspen and confirmed by C&M. The petrol station is assumed to have 3 employees, with 3 customers within the building and 5 outside at any one time. The adjoining tyre services centre is assumed to have 4 employees with 2 inside and 2 outside. 4 customers are also assumed to be split between inside and outside the tyre services centre buildings.

The second building within the hazard range is a sanitary ware shop, this appears to be currently unoccupied; however it is conservatively assumed that 2 persons are within the building during the day.

The third building within the hazard range is a small supermarket with adjoining apartments, 15 persons are assumed to be present at all times within the building.

The residency assumptions allow each week to be broken down into four time periods; weekday, week night, weekend day and weekend night. Day is considered

to represent 10 hours, between 8 am and 6 pm, and night represents the remaining 14 hours.

During days, it is assumed that the petrol station and tyre services contain the maximum number of staff and customers. Nights are assumed to have 1 staff member and 2 customers. It is assumed that during the day 10% of time is spent outdoors with only 2.5% during the night.

The equivalent daily periods are detailed in Table 4.2 and the population residency assumptions in the Table below.

Table A2. Equivalent Daily Periods for Kalchas

Period	Equivalent Hours per day
Week day - Day	7,14
Week day - Night	10
Weekend - Day	2,86
Weekend - Night	4
TOTAL	24

Table A3. Summary of Population Residency Assumptions

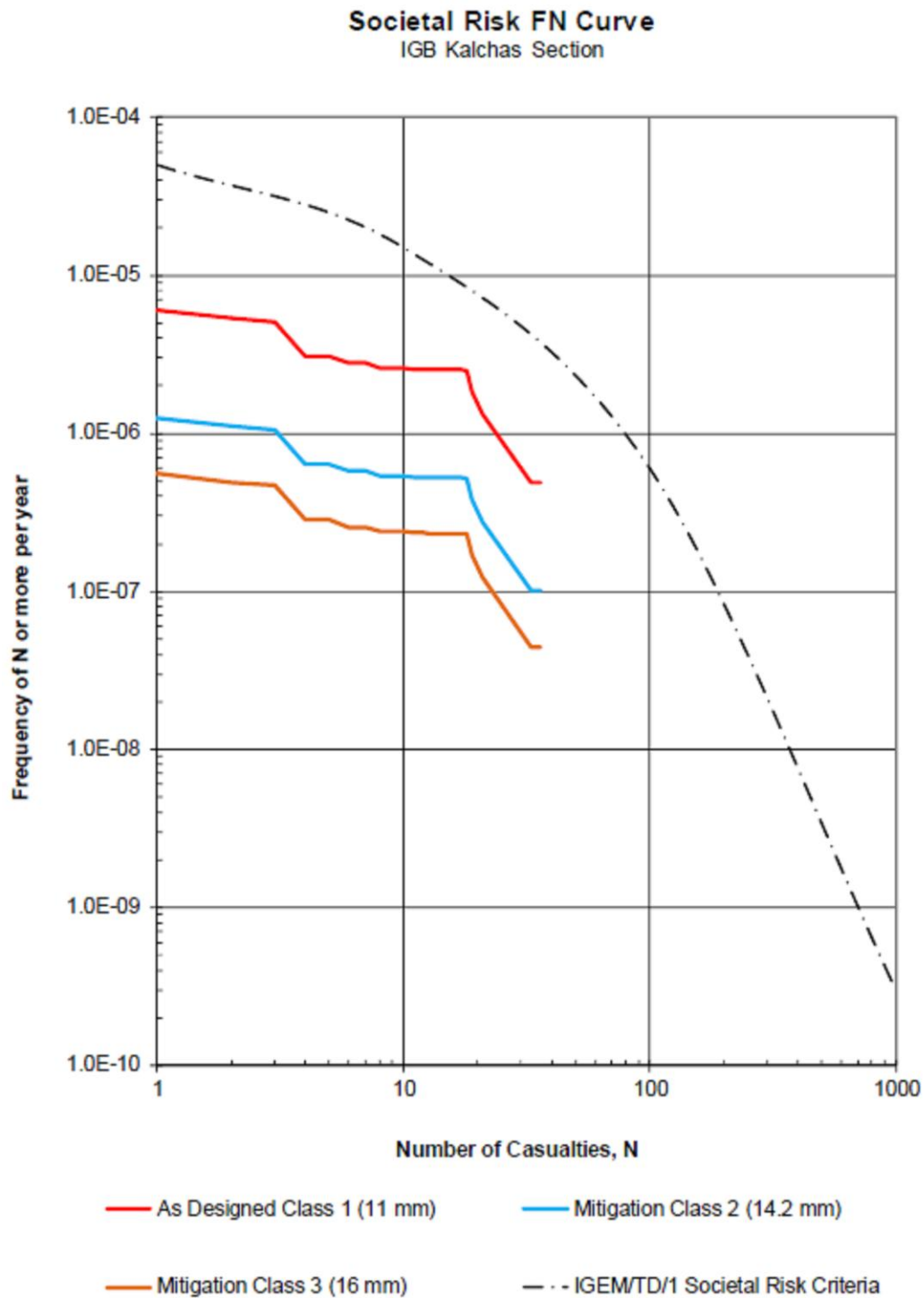
Location type	Weekday – Day		Weekday – Night		Weekend – Day		Weekend – Night	
	Number Present	% out doors	Number Present	% out doors	Number Present	% out doors	Number Present	% out doors
Petrol Filling Station Employee (Inside)	3	10	1	2,5	3	10	1	2,5
Petrol Filling Station Customer (Inside)	3	10	1	2,5	3	10	1	2,5
Petrol Filling Station Customer (Outside)	5	100	1	100	5	100	1	100
Tyre Services Centre Employee (Inside)	2	10	0	2,5	2	10	0	2,5
Tyre Services Centre Employee (Outside)	2	100	0	100	2	100	0	100
Tyre Services Centre Customer (Inside)	2	10	0	2,5	2	10	0	2,5
Tyre Services Centre Customer (Outside)	2	100	0	100	2	100	0	100
Sanitary Ware Shop	2	10	0	2,5	2	10	0	2,5
Supermarket / Apartments	15	10	15	2,5	15	10	15	2,5

A6. Societal Risk calculations near Kalchas village

The societal risk FN curve for the site of the Kalchas section of the IGB gas pipeline, and its surrounding area, at 75 barg is shown in the figure below. The FN curve can be seen to be within the envelope of the IGEM/TD/1 broadly acceptable region.

However, to confirm whether risks are acceptable at the MOP, an ALARP assessment is undertaken using cost-benefit analysis to confirm if the risks are “as low as reasonably practicable”.

Fig A4. Societal Risk FN Curves for IGB pipeline at Kalchas



A7. ALARP Assessment

To confirm whether the risk levels at the maximum operating pressure of 75 barg are acceptable, installing the pipeline in thicker walled pipe has been considered for the

Kalchas section. The risk mitigation is assumed to begin approximately 545 m south of the petrol station and to continue approximately 545 m north of the petrol station.

A7.1 Cost Benefit Analysis

The cost per casualty averted (CCA) used in pipeline cost benefit analysis is calculated using the following equation:

$$CCA = \frac{\text{Cost of Modification}}{\Delta EV \times \text{Design Life}}$$

Where ΔEV = Change in Expectation Value due to the modification.

Expectation value is a statistical expression of the predicted average number of casualties per year. The remaining design life of an existing onshore pipeline is typically taken as 40 years in cost benefit analysis, regardless of pipeline age unless a specific decommissioning date has been agreed.

A summary of costs per casualty averted for modifying the pipeline with thicker wall pipe, are shown in the Table below. The additional cost of constructing the Kalchas section of the IGB pipeline with Class 2 (14.2 mm) and Class 3 (16 mm) wall thickness pipe, instead of 11 mm as required by the design code, has been provided by Penspen Engineering & Project Management.

Table A4. Cost per Casualty Averted – Risk Mitigation for Kalchas

Mitigation Option	Pressure	Length of Mitigation (m)	Original Expectation Value	Mitigated Expectation Value	Estimated Cost of Mitigation	Cost per Casualty Averted
Class 2 14,2 mm wt	75 barg	1060	6,816E-05	1,412E-05	€87.980	61 mil. €
Class 3 16 mm wt				6,251E-06	€153.700	94 mil. €

For a new pipeline designed in accordance with recognised international codes and standards, the cost per casualty averted is above the level that Penspen considers to be reasonably practicable. Therefore, risk levels for the proposed pipeline at this location are considered to be ALARP and no additional risk mitigation beyond code design is required.

The Kalchas section of pipeline was chosen as the most densely populated area on the Greek section of the IGB pipeline, with the most people in close proximity to the proposed pipeline. As risk levels at Kalchas are ALARP, it therefore follows that risk levels along the entire Greek section of pipeline can be considered to be ALARP.