

## ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПОТОКОВ ПО ПОДВОДНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

**Т. ГУЛИЕВА**

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,  
Баку, Азербайджан*

**Аннотация.** *В настоящей работе проведен анализ случаев утечек газа и конденсата в подводных системах, а также дана оценка частоты и возможных последствий подобных событий. Основной угрозой является образование отверстий в стенке трубопровода и утрата защитного покрытия. Для детального анализа и оценки рисков при транспортировке газоконденсатных смесей по подводным трубопроводам были применены методы риск-анализа, как Анализ Деревя Отказов (Fault Tree Analysis, FTA) и Анализ Деревя Событий (Event Tree Analysis, ETA). FTA используется для определения внутренних и внешних причин потери герметичности, включая коррозию, усталость материала, превышение давления, а также вмешательство третьих лиц. ETA позволяет смоделировать развитие аварийного сценария от критического события до различных исходов с учетом эффективности защитных барьеров – мониторинга, аварийного отключения, защиты от отрицательного давления и предотвращения воспламенения.*

*Многолетний опыт эксплуатации газоконденсатных месторождений на азербайджанском секторе Каспийского моря показывает, что осложнения возникают также в подводных трубопроводах, связывающих платформу с береговыми терминалами, вследствие накопления конденсата в пониженных участках трассы, а также интенсивного отделения газа от смеси, вызывающих пульсации давления и как результат увеличение механических нагрузок на трубопровод. Чтобы избежать этих негативных последствий наиболее целесообразным представляется выбор оптимального диаметра трубопровода и поддержание технологического режима, образующего диспергированную структурную форму течения газоконденсатной смеси по подводному трубопроводу.*

*Результаты анализа могут быть использованы для совершенствования систем управления рисками и повышения надежности подводных газоконденсатных трубопроводов на Каспийском море.*

**Ключевые слова:** *опасности, риск, анализ рисков, подводные трубопроводы, газ, газовый конденсат, перечень аварий.*

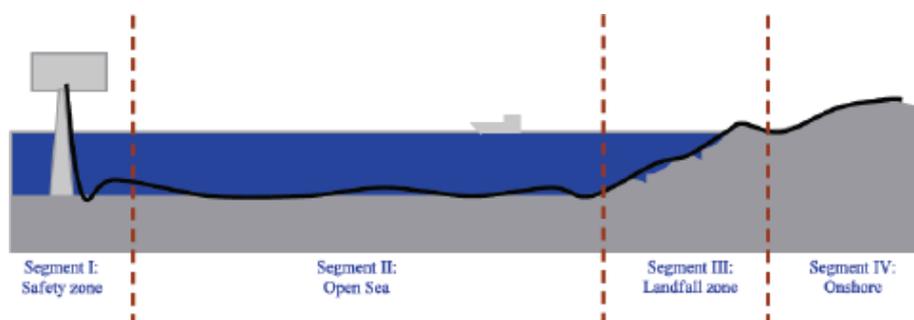
**Введение.** Основным источником газоснабжения Азербайджана является гигантское месторождение газа и газового конденсата Шах-Дениз, а также месторождения Умид-Бабек и Абшерон, расположенные в Каспийском море. Продукт, добываемый с морской платформы и подводных скважин, транспортируется к береговым пунктам сбора (Сангачал и другие терминалы) по подводным трубопроводам [1, 2]. Безопасная и надежная эксплуатация трубопроводной системы тесно связана с минимизацией рисков, которые могут возникнуть во всей системе и в ее внутренних частях [3].

Несколько исследователей проанализировали риски, связанные с подводными трубопроводами в Каспийском море [Riskler 2023]. Авторы указывают на внешнюю и внутреннюю коррозию, повреждения механических соединений, вибрацию, обнажение трубопровода и другие явления как основные опасности.

При оценке рисков большое значение имеет частота возникновения вышеупомянутых опасностей и их потенциальные последствия. Основная проблема здесь заключается в том, что аналитики часто принимают решения, связанные с рисками, в условиях неопределенности. В этом случае для данной цели более подходит теория нечеткости, и исследования по этому вопросу были проведены авторами [4].

Аналитики, занимающиеся анализом и оценкой рисков, обычно используют различные графические диаграммы, наиболее распространенными из которых являются матрица рисков, диаграммы «Что, если», «Дерево неисправностей», «Дерево событий» и «Галстук-бабочка». В данной статье анализируется случай утечки газа и конденсата из подводных трубопроводов и строятся соответствующие диаграммы. Построенные диаграммы могут быть включены в меры по управлению рисками и их оценке в подводных газовых и газоконденсатных трубопроводах в Каспийском море для практического использования.

**I. Методы.** Для анализа рисков, которые могут возникнуть в подводных трубопроводах, система описывается визуально.



**Рисунок 1. – Секции подъемника и трубопровода**

На рисунке 1 показана прокладка трубопровода от буровой установки до берега в виде системы, состоящей из 4 сегментов. В данной статье анализ рисков Безопасная зона, открытое море и зона выхода на берег условно являются основными областями исследования. Риск, связанный с подводными трубопроводами, транспортирующими газ и газовый конденсат, заключается в утечке, которая может привести к потере. Это событие представляет собой появление отверстия на поверхности трубопровода. Эти отверстия классифицируются по размеру как большие – более 80 мм, средние – от 20 до 80 мм и маленькие – менее 20 мм. Первым шагом является описание характеристик или конструктивных особенностей трубопровода и маршрута трубопровода с учетом окружающей среды для выявления особых точек и конкретных уязвимых мест, в которых могут появиться отверстия. Пересечения трубопроводов и места выхода на берег могут служить примером потенциальной зоны опасности утечки. Для проведения частотного анализа утечек из трубопроводов рекомендуемые данные основаны на последней редакции отчета OGP № 434-4 «Частота утечек из подъемных труб и трубопроводов» [5] и PARLOC для подъемных труб и морских трубопроводов [6]. Рекомендуемое распределение размеров утечек приведено в таблице 1.

**Таблица 1. – Рекомендуемая частота утечек (отчет OGP № 434-4)**

Hole size	Subsea pipeline	Onshore pipeline		Riser
		Gas	Oil	
Small (< 20 mm)	74%	50%	23%	60%
Medium (20 to 80 mm)	16%	18%	33%	15%
Large (> 80 mm)	2%	18%	15%	25%
Full rupture	8%	14%	29%	

Распределение размеров утечек, рекомендуемое в случае отсутствия специального анализа для определения распределения частоты утечек с использованием базы данных утечек углеводородов, представлено в таблице 2.

Таблица 2. – Распределение размеров утечек

	Small (<5mm)	Medium (5-20mm)	Large (20mm to FB)
Subsea pipeline / flow line	55%	19%	26%
Steel Risers	55%	19%	26%

Выбранное распределение размеров утечек необходимо представить в реестре допущений и получить одобрение компании перед началом детального анализа рисков или расчетов количественного анализа рисков. Частота утечек из трубопроводов обычно указывается в источниках в виде утечек на километр-год или метр-год. Последствиями утечки могут быть воздействие токсичных веществ (H<sub>2</sub>S и т. д.), струйный огонь, огненный шар, вспышка пламени, взрыв, пожар в бассейне (в трубопроводах для газового конденсата), пожар в бассейне газа на поверхности моря и загрязнение окружающей среды. Здесь степень серьезности зависит от моделирования источника и направления утечки.

Приемлемость риска, связанного с каждым исходом опасности, оценивается с учетом частоты и серьезности ущерба в соответствии с матрицей приемлемости риска. Как показано на рисунке 3, сценарий состоит из следующих элементов:

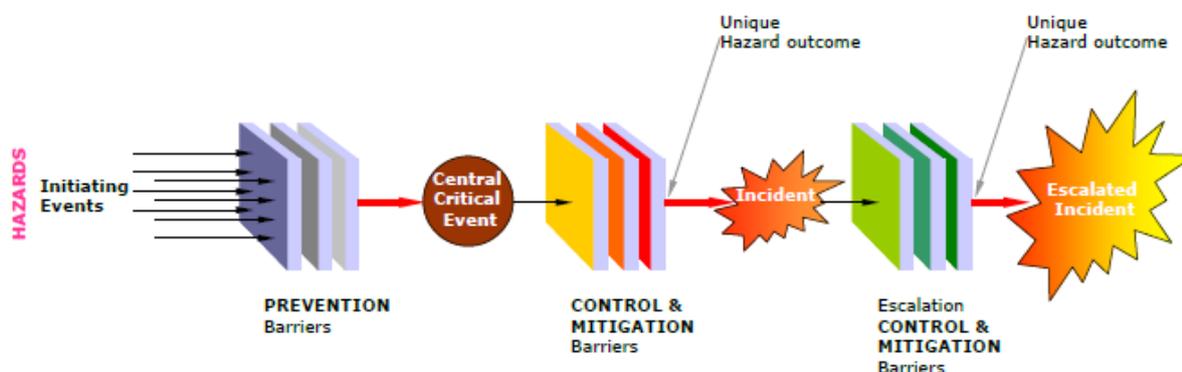
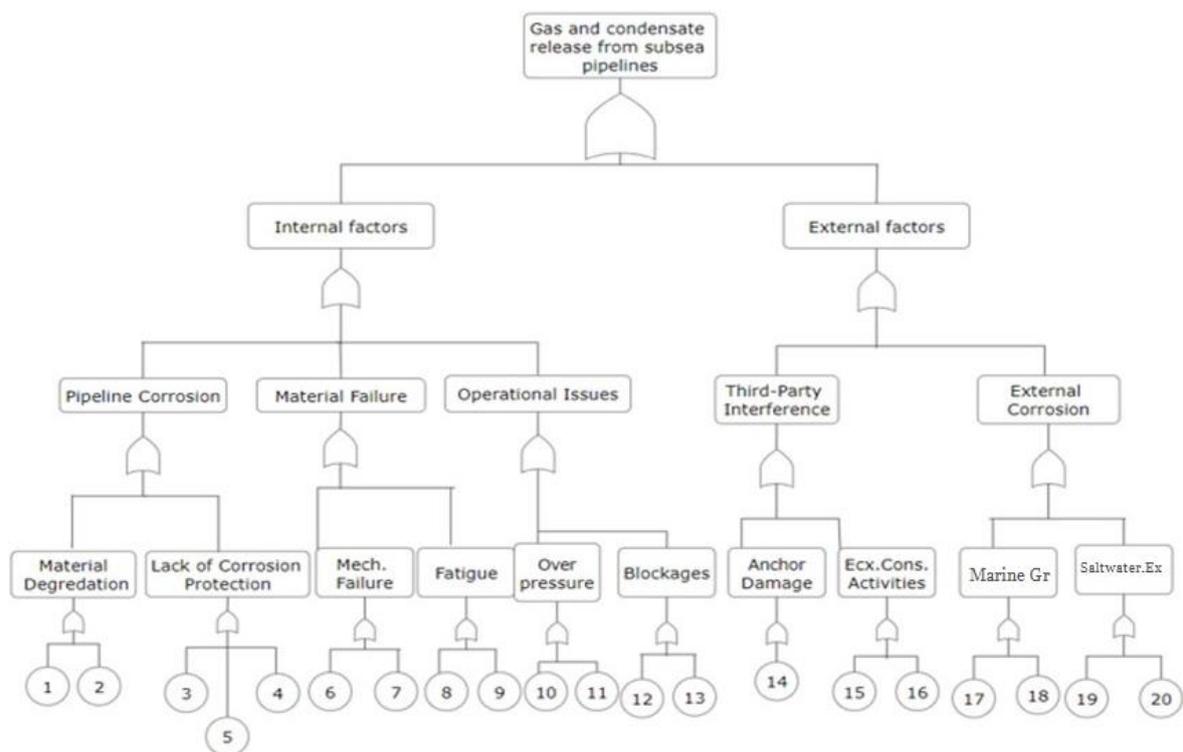


Рисунок 3. – Упрощенная иллюстрация сценария

В данной статье частота центрального критического события (CCE), утечки из подводных трубопроводов, оценивается с помощью метода анализа дерева неисправностей [7] (см. рис. 4).

Моделирование последствий опасности разрабатывается с помощью анализа деревьев событий [8], где вероятность различных исходов деревьев событий (например, струйный пожар, пожар в бассейне, вспышка пожара, взрыв, рассеивание, стабильность, разрушение конструкции и т. д.) оценивается на основе частоты CCE с использованием вероятностей ветвей деревьев событий. Вероятность последствий опасности анализируется на основе данных, предоставленных PARLOC для подъемных труб и морских трубопроводов.

**II. Результаты и обсуждение.** Дерево неисправностей, показанное на рис. 4, предназначено для выявления потенциальных факторов, которые могут привести к утечке из трубопровода. Авария подводного газопровода и конденсатопровода может произойти из-за внутренних и внешних факторов.



**Рисунок 4. – Дерево неисправностей подводного газопровода и конденсатопровода**

Внутренние факторы включают коррозию трубопровода, вызванную деградацией материала и отсутствием защиты от коррозии, разрушение материала в результате дефектов материала и усталости (повторные рабочие давления, приводящие к трещинам, и усталость, вызванная вибрацией из-за турбулентности жидкости или внешних сил), эксплуатационные проблемы в результате избыточного давления (неисправные регуляторы давления, клапаны или неправильная настройка давления или эксплуатационные ошибки) и засоры, накопление внутренних загрязнений внутри трубопроводов. С другой стороны, к внешним факторам относятся опасности, которые могут возникнуть при вмешательстве третьих лиц. Эти проблемы могут быть результатом повреждения якорей, а также земляных или строительных работ. Наконец, внешняя коррозия может быть вызвана воздействием бактерий на поверхность трубопровода, а также эрозией или износом в результате длительного воздействия морской воды.

Анализ деревьев событий должен проводиться для моделирования последовательного развития событий от ССЕ до различных результатов деревьев событий на основе существующих барьеров безопасности и вероятности утечки из подводных трубопроводов. Для разработки деревьев событий должны быть рассмотрены следующие барьеры:

- Барьер мониторинга и сигнализации.
- Барьер аварийного отключения.
- Барьер защиты от отрицательного давления.
- Предотвращение возгорания.

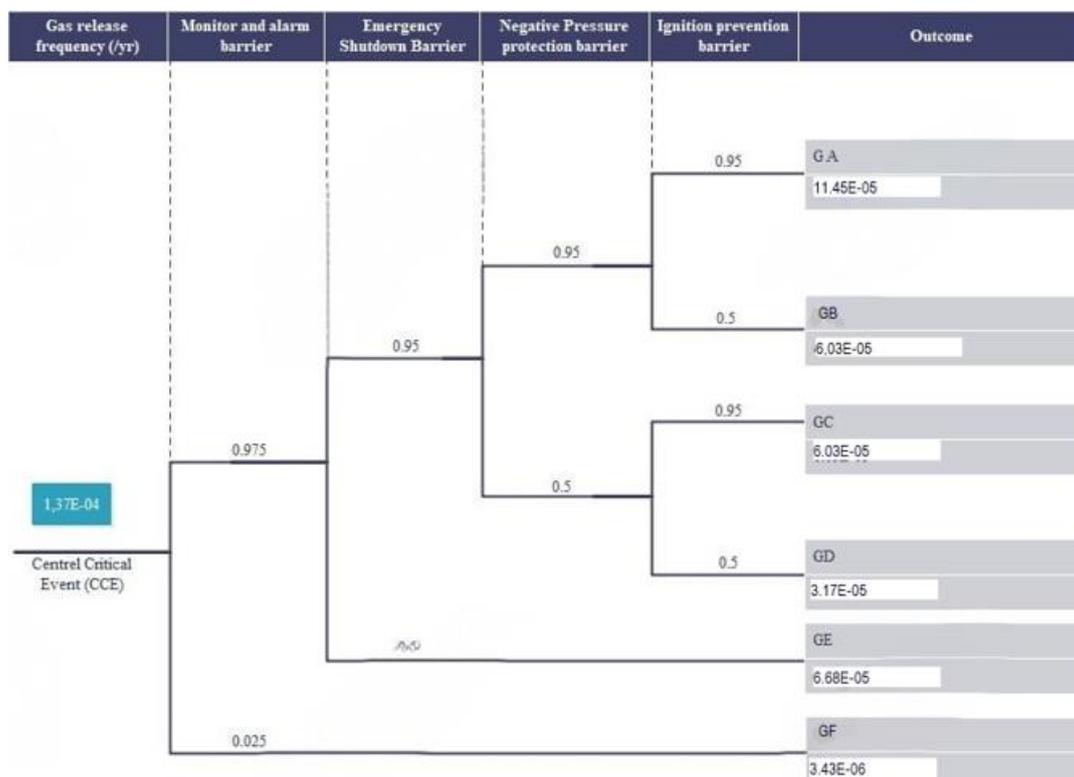
Барьер мониторинга и сигнализации способен воспринимать изменение потока и давления в трубопроводе в нормальных условиях работы и посылать сигналы тревоги. Система обнаружения утечек на основе оптоволоконна широко используется в нефтегазовой промышленности (Aljaroudi et al., 2015b) и имеет два вида отказов: один из них заключается в том, что она не показывает утечку, а другой – в том, что она посылает ложный сигнал, когда утечки нет. Аварийное отключение осуществляется при успешном обнаружении утечки. Этот процесс включает в себя остановку насоса и закрытие клапанов. Неисправность этого барьера заключается

в том, что насос не останавливается, насос не останавливается в точное время, клапаны не закрываются или шаровые клапаны не перекрываются своевременно. Основная цель испытания отрицательным давлением – оценить целостность барьеров, предотвращающих утечку углеводородов. Это необходимо для обеспечения безопасности буровых работ и предотвращения выбросов, как показал инцидент на платформе BP Deepwater Horizon[9].

Таблица 3. – Изменение частоты утечек из стальных трубопроводов в зависимости от жидкости в трубах

Pipe fluid	Estimated number of incidents	Experience (km-years)	Frequency (per km-year)
Oil	28.1	31,195.2	9.00E-04
Condensate	1.4	3,774.0	3.75E-04
Gas	12.4	90,466.2	1.37E-04
Multiphase	17.8	43,858.7	4.05E-04
Methanol	6.6	16,558.3	4.00E-04
Glycol	4.9	13,852.7	3.54E-04
Chemicals	3.6	857.7	4.16E-03
Water	17.2	8,310.0	2.07E-03
Other	0.47	2,598.2	1.82E-04

ETA проводится отдельно для газа и конденсата. Частота утечек продукта взята из отчета «Pipeline And Riser Loss Of Containment 2001 – 2012» (Parloc 2012), 6-е издание серии отчетов Parloc. В отношении успеха и неудачи барьеров результаты дерева событий различаются. Последствия утечки газа обозначены символами GA, GB, GC, GD, GE и GF соответственно, и рассчитаны вероятности этих последствий (рис. 5).



GA – струйный пожар; GB – вспышка пожара; GC – взрыв неограниченного облака пара (UVCE); GD – разлив; GE – рассеивание токсичных веществ; GF – повреждение конструкции

Рисунок 5. – Анализ событийного дерева для утечки газа

Разработанный ЕТА для утечки конденсата показан на рис. 6. Последствия утечки конденсата обозначены символами CA, CB, CC, CD, CE и CF соответственно, и рассчитаны вероятности этих последствий. CA – пожары на поверхности, CB – тепловая доза (вспышка), CC – взрыв кипящей жидкости с расширением паров (BLEVE), CD – разлив, CE – рассеивание токсичных веществ, CF – нарушение стабильности.

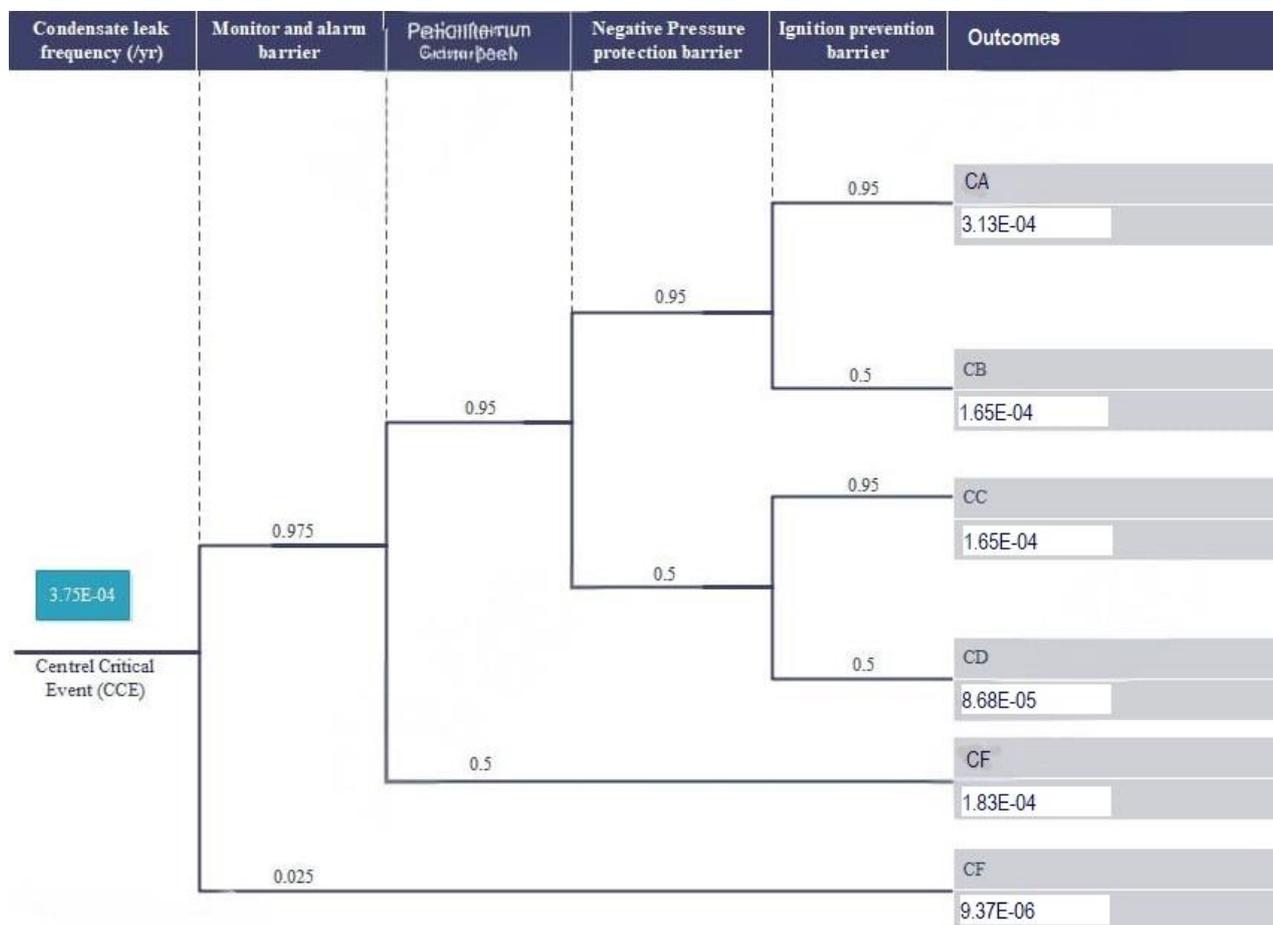


Рисунок 6. – Анализ дерева событий для утечки конденсата

Анализ последствий должен проводиться для оценки физических эффектов, вызванных каждым опасным последствием. Физические эффекты, вызванные опасным последствием, должны оцениваться с помощью коммерческих инструментов, таких как PHAST или EFFECTS, или упрощенных таблиц анализа последствий.

Для оценки серьезности ущерба должны быть оценены следующие параметры:

- Продолжительность выброса (с изоляцией и без изоляции).
- Расстояние до уровней интенсивности опасности – (SEI, если применимо, LC1%, если применимо, и смертность).
- Кинетика и потенциал эскалации.

Для сценариев, связанных с событиями, не связанными с технологическим процессом, последствия должны основываться на инженерных оценках с помощью структурных и гидродинамических экспертных знаний.

**Заключение.** На основе долгосрочной статистики повреждений и аварий на газовых и газо-конденсатных трубопроводах, эксплуатируемых в морских условиях, были построены диаграммы FTA и ЕТА для оценки риска утечек газа. В то время как анализ дерева неисправностей показал возможные причины утечек, анализ дерева событий предоставляет возможные результаты

и вероятности утечек газа и конденсата. Проведенный анализ рисков может быть предложен для практического использования в организациях, занимающихся эксплуатацией подводных трубопроводов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Терминал Сангачал. – URL: [https://bp.com/en\\_az/azerbaijan/home/who-we-are/operationsprojects/terminals/sangachal\\_terminal.html](https://bp.com/en_az/azerbaijan/home/who-we-are/operationsprojects/terminals/sangachal_terminal.html) (дата обращения: март 2024 г.)
2. Гильмира Р. Перспективы поставок азербайджанского газа в Европу: вызовы и перспективы, рабочий документ NG 97, Оксфордский институт энергетических исследований, Оксфорд, 2015 г.
3. Рамиз И., Ругия А., Исмаил И., Туркан Г. Оценка рисков подводных трубопроводов в условиях Каспийского моря. Теория надежности и приложения, т. 18, 2023. С. 422-427.
4. Рамиз А. И., Исмаил А. И. Применение методов мягкого вычисления для оценки рисков в трубопроводах. 12-я Всемирная конференция «Интеллектуальные системы промышленной автоматизации» (WCIS-2022), т. 2-Springer.
5. Частота аварий на трубопроводах и подводных трубопроводах, отчет 434-04, Международная ассоциация производителей нефти и газа, 2019 г.
6. Потери герметичности трубопроводов и подводных трубопроводов в 2001–2012 гг. (Parloc 2012), 2015 г.
7. Альджаруди, А., Хан, Ф., Акинтюрк, А., Хаддара, М., Тоди, П. Вероятность обнаружения и ложного обнаружения для подводных систем обнаружения утечек: модель и анализ. Журнал анализа и предотвращения отказов, 2015.
8. Xinhong Li., Guoming Chen., Hongwei Zhu. Количественный анализ риска утечек из подводных нефте- и газопроводов с использованием байесовской сети, Безопасность процессов и защита окружающей среды, 2016.
9. Табибзаде, Мариам, Табибзаде М.; Мешкати, Наджмедин. Предлагаемая «стандартная» структура для проведения испытаний на отрицательное давление. Международный журнал по нефти, газу и углю, том 12, выпуск 3, стр. 248–264, 2016.