Нормативные документы в сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору



Серия 08

Документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 27

РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОСТИ «МЕТОДИКА АНАЛИЗА РИСКА АВАРИЙ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

2015

gost.e-ecolog.ru

Нормативные документы в сфере деятельности
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору

Серия 08
Документы по безопасности, надзорной
и разрешительной деятельности
в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 27

РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОСТИ «МЕТОДИКА АНАЛИЗА РИСКА АВАРИЙ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

Москва
ЗАО НТЦ ПБ
2015

ББК 30н
Р85

Р85 **Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса». Серия 08. Выпуск 27.** — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2015. — 94 с.

ISBN 978-5-9687-0674-4.

Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса» разработано в целях содействия соблюдению требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса», «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» и «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта».

В разработке Руководства принимали участие А.С. Печеркин, М.В. Лисанов, Д.В. Дегтярев, А.В. Савина, Е.А. Самусева (ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности»), А.Н. Сорокин (АНО «Агентство исследований промышленных рисков»), С.И. Сумской (Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»), А.А. Швыряев (МГУ им. М.В. Ломоносова), С.А. Жулина, А.А. Харитонов (Ростехнадзор).

Руководство содержит рекомендации к количественной оценке риска аварий для обеспечения требований промышленной безопасности при проектировании, строительстве, эксплуатации, консервации и ликвидации опасных производственных объектов морского нефтегазового комплекса.

ББК 30н

ISBN 978-5-9687-0674-4



© Оформление. Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2015

СОДЕРЖАНИЕ

Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 16 сентября 2015 г. № 364 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса» 5
Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса» 6
I. Общие положения 6
II. Общие рекомендации по оценке риска аварий на ОПО МНГК 7
III. Планирование и организация работ 8
IV. Идентификация опасностей аварий 9
V. Количественная оценка риска аварий 15
VI. Определение степени опасности ОПО МНГК и их участков/составных частей 19
VII. Рекомендации по снижению риска аварий на ОПО МНГК 20
Приложение № 1. Список сокращений 23
Приложение № 2. Термины и определения 25
Приложение № 3. Типовой перечень исходной информации, применяемой для оценки риска аварий 29
Приложение № 4.Рекомендуемые зоны/составные части в зависимости от размещения участков морских трубопроводов 34
Приложение № 5. Рекомендации по выделению типовых сценариев аварий (на примере морских платформ и ПБУ) 35

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Приложение № 6. Частоты аварийной разгерметизации и утечек из типового оборудования на ОПО МНГК.....42
Приложение № 7. Рекомендуемый порядок расчета истечения взрывопожароопасных жидкостей из морских трубопроводов 66
Приложение № 8. Величина ожидаемого ущерба при аварии на ОПО МНГК.....72
Приложение № 9. Распространение загрязняющих веществ 75
Приложение № 10. Показатели риска аварий.....77
Приложение № 11. Методика расчета интенсивности истечения при фонтанировании скважин.....82
Приложение № 12.....90

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ (РОСТЕХНАДЗОР)

ПРИКАЗ

16 сентября 2015 г. № 364

Москва

Об утверждении Руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса»

В целях реализации Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса», утвержденных приказом Ростехнадзора от 18 марта 2014 г. № 105, п р и к а з ы в а ю :

Утвердить прилагаемое Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса».

Руководитель **А.В. Алёшин**

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Утверждено
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 16 сентября 2015 г. № 364

РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОСТИ

«Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса»

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса» (далее — Руководство) разработано в целях содействия соблюдению требований:

Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса», утвержденных приказом Ростехнадзора от 18 марта 2014 г. № 105 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 17 сентября 2014 г., регистрационный № 34077);

Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденных приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 г. № 96 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 апреля 2013 г., регистрационный № 28138);

Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15 июля 2013 г. № 306 (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 20 августа 2013 г., регистрационный № 29581).

2. В настоящем Руководстве используются сокращения, приведенные в приложении № 1, а также термины и определения, приведенные в приложении № 2 к настоящему Руководству.

3. Руководство распространяется на ОПО МНГК — фонд скважин, участки ведения буровых работ, площадочные объекты (стационарные платформы, МЭ, БС, ППБУ, СПБУ, ПТК, подводные добычные комплексы), стационарные нефтеналивные и перегрузочные комплексы и линейные объекты (технологические трубопроводы, трубопроводы внешнего транспорта нефти, газа или газового конденсата), расположенные во внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне, на континентальном шельфе и морях Российской Федерации.

4. Настоящее Руководство содержит рекомендации к количественной оценке риска аварий для обеспечения требований промышленной безопасности при проектировании, строительстве, эксплуатации, консервации и ликвидации ОПО МНГК.

II. ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ РИСКА АВАРИЙ НА ОПО МНГК

5. Основные методические принципы и общие рекомендации к процедуре анализа опасностей и оценки риска аварий установлены в Руководстве по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденном приказом Ростехнадзора от 13 мая 2015 г. № 188 (далее — Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах).

6. Общая процедура анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО МНГК включает: планирование и организацию работ, идентификацию опасностей, оценку риска, определение степени опасности объектов и/или их участков, разработку рекомендаций по уменьшению риска.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

7. Исходные данные, сделанные допущения и предположения, результаты оценки риска аварий обосновываются и документально фиксируются в объеме, достаточном для того, чтобы выполненные расчеты и выводы могли быть проверены в ходе независимого аудита (например, страховой компанией в рамках выполнения Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте») или экспертизы.

8. Форма представления и содержание отчетов по оценке риска аварий определяются согласно действующим документам по оформлению в области, соответствующей области их применения. Общие требования к оформлению результатов оценки риска приведены в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО МНГК.

III. ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

9. На этапе «Планирование и организация работ» конкретизируются цели проведения оценки риска аварий на ОПО МНГК, определяются полнота, детальность и ограничения планируемой процедуры по оценке риска аварий, выбираются показатели риска и устанавливаются критерии допустимого/приемлемого риска.

10. Основными рекомендациями к выбору показателей и определению критериев допустимого и приемлемого риска аварий являются их обоснованность и определенность. Показатели и критерии допустимого риска определяются исходя из совокупности условий, включающих требования промышленной безопасности и уровень имеющейся опасности аварий, характеризуемый фоновыми показателями риска аварий.

11. Для оценки риска используются показатели, характеризующие возможное число пострадавших и погибших при авариях, ущерб от возможных аварий, а также показатели риска гибели лю-

дей и риска причинения материального и экологического ущерба в интегральных и удельных (на единицу длины линейного протяженного объекта и др.) показателях. Полный перечень показателей опасности аварий приведен в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Перечень рассчитываемых показателей риска аварий определяется задачами оценки риска на ОПО МНГК.

IV. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОПАСНОСТЕЙ АВАРИЙ

12. Основная задача идентификации опасностей аварий — выявление и четкое описание всех источников опасностей аварий (для участков и составных частей анализируемого объекта, на которых обращаются опасные вещества) и сценариев их реализаций.

13. На этапе «Идентификация опасностей аварий» рекомендуется:

а) провести сбор и оценку достоверности исходной информации, необходимой для оценки риска на ОПО МНГК. Типовой перечень исходной информации, применяемой для оценки риска аварий, приведен в приложении № 3 к настоящему Руководству;

б) произвести деление анализируемого объекта, на котором обращаются опасные вещества, на участки и составные части;

в) провести анализ условий возникновения и развития аварий, определить группы характерных сценариев аварий.

14. На морских линейных объектах в качестве участков/составных частей рекомендуется рассматривать зоны трубопроводов, указанные в приложении № 4 к настоящему Руководству.

15. При анализе причин возникновения аварийных ситуаций на ОПО МНГК рекомендуется рассматривать следующие группы, связанные с:

а) отказами/неполадками оборудования, отказами технических устройств, связанными с типовыми процессами, физическим износом, коррозией, выходом технологических параметров на предельно допустимые значения, прекращением подачи энергоре-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

сурсов, нарушением работы систем и/или средств управления и контроля;

б) ошибочными действиями персонала, связанными с отступлением от установленных параметров технологического регламента ведения производственного процесса, нарушением режима эксплуатации производственных установок и оборудования, недостаточным контролем (или отсутствием контроля) за параметрами технологического процесса;

в) внешними воздействиями природного и техногенного характера, связанными с землетрясениями, паводками и разливами, несанкционированным вмешательством в технологический процесс, диверсиями или террористическими актами, авариями или другими техногенными происшествиями на соседних объектах.

15.1. К основным причинам, связанным с отказами/неполадками оборудования, можно отнести:

а) физический износ, коррозию, эрозию, температурную деформацию технологического оборудования и трубопроводов;

б) прекращение подачи энергоресурсов (например, электроэнергии, воды, воздуха).

15.1.1. Физический износ, коррозия, эрозия, температурная деформация технологического оборудования и трубопроводов могут стать причиной частичной или полной разгерметизации. Исходя из анализа аварийности можно сделать вывод, что при достаточной прочности конструкции оборудования или трубопроводов эти разрушения чаще всего имеют локальный характер и не приводят к серьезным последствиям. Однако при несвоевременной локализации и ликвидации последствий локального разрушения они могут привести к цепному развитию аварийной ситуации с выбросом большого количества опасного вещества.

15.1.2. Прекращение подачи энергоресурсов может привести к остановке насосного оборудования, отказу контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации, систем связи, нарушению технологических процессов, выходу параметров за критические значения и созданию аварийной ситуации.

Также учитывается наличие и время срабатывания резервного энергообеспечения (АДГ, ИБП), используемого в случае прекращения подачи энергоресурсов.

15.2. При отсутствии достаточного контроля со стороны обслуживающего персонала за регламентными значениями параметров процессов, неадекватном восприятии информации и несвоевременности принятия мер по локализации и ликвидации аварийных ситуаций возможен выход параметров за критические значения, разгерметизация оборудования (от частичной до полной) и выброс опасного вещества.

Особую опасность представляют ошибки при пуске и остановке оборудования (особенно при испытании скважин, трубопроводов), ведении ремонтных, профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми технологическими режимами (возможные ГНВП, гидроудар), освобождением и заполнением оборудования опасным веществом (заполнение систем ДТ, УВОБР/БР, химическими реагентами).

Возможны ситуации с нарушением производственным персоналом правил техники безопасности.

15.3. Исходя из реальной обстановки или вследствие непреодолимых причин возможно возникновение аварийных ситуаций от следующих внешних воздействий:

а) грозовые разряды или разряды статического электричества — возможны отказ системы автоматического управления и разгерметизация оборудования (вплоть до полного разрушения), выброс опасного вещества и возникновение аварийной ситуации, сопровождаемой взрывами и/или пожарами; кроме этого грозовые разряды и разряды статического электричества могут являться источниками воспламенения;

б) например, смерч, ураган, шторм, землетрясение, размыв или проседание грунта, срыв с якорей, в том числе запредельные волновые нагрузки, — в зависимости от силы проявления данных природных воздействий возможны разрушения различной степени, в том числе в результате столкновения с судами снабжения,

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

технологическими судами, танкерами, что может привести к разрушению (нарушению устойчивости), разгерметизации оборудования или трубопроводов, в том числе скважины, и выбросу опасного вещества;

в) снежные заносы, выход значений температуры и ледовой нагрузки за принятые проектные значения — возможны нарушение режимов работы технологического оборудования, обледенение и последующее обрушение модулей, конструкций БВ и сооружений с последующей разгерметизацией оборудования и выбросом опасного вещества;

г) падение вертолетов — возможно повреждение вертолетной площадки и конструкций, в том числе ЖМ;

д) специально спланированная диверсия — возможно возникновение крупной аварии с разрушением всего имеющегося оборудования.

16. Все основные возможные факторы, способствующие возникновению аварий, можно условно разделить на следующие взаимосвязанные группы, характеризующиеся:

а) свойствами обращающихся веществ;

б) используемым оборудованием и протекающими в нем технологическими процессами;

в) внешними факторами.

16.1. Рассматриваются все легковоспламеняющиеся, горючие и токсичные вещества, обращающиеся на ОПО МНГК. Также учитывается, что при длительном хранении возможно образование пирофорных соединений, которые имеют склонность к самовозгоранию, — это может привести к возникновению аварийных ситуаций при выполнении ремонтных и профилактических работ внутри емкостей. Кроме этого при прохождении продуктивных пластов в процессе бурения возможны ГНВП, что может привести к выбросу в окружающую среду продукции скважин (опасных веществ).

В случае выброса опасного вещества из оборудования (при его разгерметизации) пары опасного вещества способны создавать об-

лака ТВС. При наличии источника зажигания они могут воспламеняться с последующим пожаром (взрывом).

16.2. Рассмотрению подлежат все представляющие опасность технологические процессы, в том числе гидродинамические/газодинамические (процессы приема, хранения и транспортирования опасных веществ по трубопроводам, разделение смесей), процессы тепломассопередачи, экзотермические и эндотермические реакционные процессы (при их наличии).

Основными видами используемого оборудования являются:

а) емкостное оборудование (например, емкости различного назначения, сепараторы);

б) насосное оборудование (насосные агрегаты);

в) трубопроводы различного диаметра и протяженности.

Емкостное оборудование является источником повышенной опасности из-за значительных объемов опасных веществ, которые могут находиться в нем, в том числе и при повышенных давлениях и температурах. Причинами разгерметизации емкостного оборудования могут быть:

а) ошибки при проектировании и изготовлении;

б) ошибки при проведении монтажных, ремонтных и пусконаладочных работ;

в) коррозия;

г) взрыв внутри оборудования из-за образования ТВС;

д) нарушение режимов эксплуатации (отказ приборов контроля, переполнение).

Отдельные элементы конструкции насосов (например, торцевые уплотнения, подшипниковые узлы) обладают низким уровнем устойчивости и являются источником локальных утечек опасных веществ в помещения насосных. Разрушение торцевых уплотнений и подшипников сопровождается повышением температуры этих элементов и/или искрообразованием. Это может привести к воспламенению выбросов опасного вещества с последующим пожаром (взрывом) в помещениях насосных, что, в свою очередь, может являться источником цепного вовлече-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

ния в аварию оборудования с большими количествами опасного вещества.

Трубопроводные системы являются источником повышенной опасности из-за наличия сварных, фланцевых и иных соединений, запорной и регулирующей арматуры, жестких условий работы и значительных объемов опасных веществ, транспортируемых по ним. Причинами разгерметизации трубопроводов могут быть:

а) остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, что может привести к разгерметизации отдельных элементов трубопроводной системы (образование трещин, разрывы трубопровода и его элементов, арматуры);

б) воздействие температурных деформаций;

в) гидравлические удары;

г) повышение давления выше критических параметров;

д) коррозия, эрозия.

16.3. Внешние факторы, способствующие возникновению аварий.

К основным внешним факторам, способствующим возникновению аварий, можно отнести интенсивное судоходство в море, возможность проявления условий тумана и штормовых волнений, что может привести к столкновению с судами или нарушению устойчивости ОПО МНГК.

17. К основным возможным факторам, способствующим развитию аварий, можно отнести:

а) время обнаружения аварийного выброса и локализация аварии (оперативность и подготовленность персонала к действиям в аварийной ситуации) определяют количество опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов, время и характер воздействия поражающих факторов на соседнее оборудование;

б) свойства обращаемых веществ определяют сценарий развития аварии (например, взрыв, пожар, рассеивание без воспламенения, токсическое поражение, загрязнение ОС);

в) количество обращаемого опасного вещества в единице оборудования и скорость его перемещения по трубопроводам опре-

деляют количество опасного вещества, участвующего в аварии и создании поражающих факторов;

г) место и характер разрушения оборудования определяют количество опасного вещества, участвующего в аварии и создании поражающих факторов;

д) метеоусловия определяют возможность рассеивания облаков опасных веществ, реализацию определенных сценариев аварии (например, взрыв, пожар, рассеивание без воспламенения).

18. Рекомендации по выделению типовых сценариев аварий (на примере морских платформ и ПБУ) представлены в приложении № 5 к настоящему Руководству.

V. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА РИСКА АВАРИЙ

19. Количественная оценка риска аварий включает оценку частоты возможных сценариев аварий, оценку возможных последствий по рассматриваемым сценариям аварий, расчет показателей риска аварий.

20. Рекомендуемые частоты аварийной разгерметизации типового оборудования на ОПО МНГК приведены в приложении № 6 к настоящему Руководству.

21. Для оценки частот разгерметизации сложных технических устройств также рекомендуется использовать метод анализа деревьев отказов, изложенный в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах.

22. Для определения условной вероятности сценария развития аварии рекомендуется использовать метод построения деревьев событий в соответствии с Методическими основами по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах.

23. При определении сценариев на последних этапах развития аварий рекомендуется учитывать сочетание последовательных сце-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

нариев (последующее развитие аварии в случае, если затронутое оборудование содержит опасные вещества) или «эффект домино».

При учете «эффекта домино» оценивается поражающее действие осколков, которые могут образоваться при разрыве оборудования, содержащего газ.

24. Оценивать возможные последствия аварий рекомендуется по результатам определения вероятных зон действия поражающих факторов и причиненного ущерба от аварии (в первую очередь количества погибших).

25. Зоны действия поражающих факторов определяются на основе:

а) оценки количества опасного вещества, участвующего в создании поражающих факторов аварий;

б) расчета количественных параметров, характеризующих действие поражающих факторов (давление и импульс для ударных волн, интенсивность теплового излучения для пламени, размеры пламени и зоны распространения высокотемпературной среды при термическом воздействии, дальность дрейфа облака ТВС до источника зажигания, токсическое воздействие, поражающее действие осколков, загрязнение морской среды нефтью и нефтепродуктами);

в) сравнения рассчитанных количественных параметров с критериями поражения (разрушения).

26. Для определения количества опасного вещества, участвующего в аварии, учитывается деление технологического оборудования и трубопроводов на изолируемые запорной арматурой секции (участки); интервал срабатывания отсекающих устройств; влияние волновых гидродинамических процессов на режим истечения опасного вещества для протяженных трубопроводных систем (длиной более 500 м).

27. Массу аварийного выброса опасных веществ рекомендуется определять с учетом перетоков от соседних аппаратов (участков) в течение времени обнаружения выброса и перекрытия запорной арматуры (задвижек) с учетом массы стока вещества из отсеченного

блока (трубопровода). При отсутствии достоверных сведений время обнаружения выброса и перекрытия задвижек рекомендуется принимать равным 600 секундам в случае наличия средств противоаварийной защиты и системы обнаружения утечек и 1800 секундам в случае их отсутствия (Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утвержденное приказом Ростехнадзора от 27 декабря 2013 г. № 646 (далее — Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности).

28. Рекомендуемый порядок расчета истечения взрывопожароопасных жидкостей из морских трубопроводов приведен в приложении № 7 к настоящему Руководству. Расчеты для технологических трубопроводов рекомендуется проводить в соответствии с Методикой оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности.

29. При определении условной вероятности воспламенения аварийных выбросов взрывопожароопасных газов рекомендуется учитывать размещение источников зажигания по близлежащей территории. При отсутствии необходимых данных условную вероятность рекомендуется определять в соответствии с Методикой определения величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденной приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. № 404 (далее — Методика определения величин пожарного риска на производственных объектах).

30. При отсутствии сведений о распределении источников воспламенения и о вероятности зажигания облака расчет зон поражения при взрыве облаков ТВС рекомендуется выполнять из условия воспламенения облака в момент времени, когда облако ТВС достигает наибольшей массы, способной к воспламенению.

31. Оценку возможных последствий аварий рекомендуется проводить на основе нормативных правовых и правовых актов, указанных в приложении № 12 к настоящему Руководству.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

32. Для расчета размеров зон поражения людей и разрушения сооружений рекомендуется использовать критерии поражения, приведенные в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах.

33. Для оценки гибели людей при пожарах в помещениях, в том числе от отравления токсичными продуктами горения, с учетом их эвакуации рекомендуется использовать приложение № 5 к Методике определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах.

34. При расчете интенсивности фонтанирования скважин рекомендуется использовать приложение № 11 к настоящему Руководству.

35. Число пострадавших от аварий определяется числом людей, оказавшихся в превалирующей зоне действия поражающих факторов (исходя из принципа «поглощения большей опасностью всех меньших опасностей»). Расчет ожидаемого числа пострадавших приведен в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах.

36. Величина ожидаемого ущерба при аварии определяется в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах (РД 03-496–02), утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 29 октября 2002 г. № 63. Расчет плат за загрязнение окружающей среды производится в соответствии с действующими нормативными правовыми актами. Результаты по величине ожидаемого ущерба могут быть представлены по образцу, приведенному в приложении № 8 к настоящему Руководству.

37. Опасность аварийного загрязнения окружающей среды, в том числе распространение загрязняющих веществ в водном пространстве, учитывается согласно приложению № 9 к настоящему Руководству.

38. При оценке опасности каскадного развития аварии («эффект домино») учитываются критерии устойчивости оборудова-

ния, сооружений, приведенные в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах.

39. Расчет количественных показателей риска аварий осуществляется по алгоритмам, изложенным в Методике оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности, Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах.

VI. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ ОПО МНГК И ИХ УЧАСТКОВ/СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ

40. При необходимости установления степени опасности аварий на ОПО МНГК, определения их наиболее опасных участков/составных частей проводятся сопоставительные сравнения рассчитанных значений показателей риска аварий с:

а) значениями риска аварий на других участках/составных частях ОПО МНГК;

б) фоновым риском аварий (среднеотраслевым риском аварий для аналогичных объектов или с фоновым риском гибели людей в техногенных происшествиях);

в) допустимым уровнем риска аварий, установленным в нормативных актах, или с требующимся уровнем риска аварий, обоснованным на этапе планирования и организации работ;

г) значениями риска аварий до и после возможных и фактических отступлений от требований промышленной безопасности, а также до и после возможного и фактического внедрения компенсирующих мероприятий.

Необходимость и полнота сравнительных оценок определяются задачами анализа риска.

41. Рекомендации по установлению степени опасности аварий на ОПО МНГК, ранжированию составных элементов ОПО МНГК

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

по степени опасности и определению наиболее опасных составных элементов ОПО МНГК, сравнению рассчитанных значений риска аварий с соответствующим допустимым или фоновым уровнем, а также использованию результатов анализа риска для обоснования безопасности ОПО МНГК представлены в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах.

42. При определении степени опасности ОПО МНГК приоритетными являются относительные сопоставления характерных опасностей по показателям риска аварий, а не оценка соответствия рассчитанных значений риска аварий требуемым абсолютным уровням риска аварий.

43. Определение степени опасности ОПО МНГК, их наиболее опасных участков/составных частей необходимо для разработки обоснованных адресных рекомендаций по снижению риска аварий на ОПО МНГК.

VII. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СНИЖЕНИЮ РИСКА АВАРИЙ НА ОПО МНГК

44. Разработка рекомендаций по снижению риска аварий является заключительным этапом процедуры анализа риска аварий. Рекомендации основываются на результатах идентификации опасностей аварий, количественной и качественной оценках риска и определении степени опасности ОПО МНГК.

45. Рассчитанные показатели риска аварий на участках ОПО МНГК используются для обоснования приоритетов в мероприятиях по оптимальному обеспечению безопасного функционирования ОПО МНГК в условиях опасности возможного возникновения промышленных аварий (риск-ориентированный подход).

46. Необходимость разработки рекомендаций по снижению риска аварий определяется ранжированием участков/составных частей ОПО МНГК по степени опасности и обусловлена имеющимися ресурсами на внедрение дополнительных мероприятий

(мер, групп мер) обеспечения безопасности технического и (или) организационного характера.

47. Рекомендации по снижению риска аварий разрабатываются в форме проектных решений или планируемых мероприятий (мер, групп мер) обеспечения безопасности технического и (или) организационного характера.

48. Для оценки эффективности возможных мероприятий (мер, групп мер) обеспечения безопасности решают следующие альтернативные оптимизационные задачи:

а) при заданных ресурсах выбирают оптимальные мероприятия (меры, группы мер) безопасности, обеспечивающие максимальное снижение риска аварий на ОПО МНГК;

б) минимизируя затраты, выбирают оптимальные мероприятия (меры, группы мер) безопасности, обеспечивающие снижение риска аварий до значений, исключающих долгосрочную эксплуатацию чрезвычайно опасных участков ОПО МНГК.

49. В рамках риск-ориентированного подхода можно выделить две группы мер обеспечения безопасности: организационно-технические мероприятия, направленные на уменьшение вероятности аварий, и меры, направленные на смягчение тяжести последствий аварий.

49.1. Меры по уменьшению вероятности возникновения аварий включают:

а) меры по уменьшению вероятности возникновения инцидентов (разгерметизации оборудования);

б) меры по уменьшению вероятности перерастания инцидента в аварийную ситуацию (появление поражающих факторов).

49.2. Меры по уменьшению тяжести последствий аварий имеют следующие приоритеты:

а) меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций, запорной арматуры);

б) меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля (например, применение газоанализаторов);

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

в) меры, касающиеся готовности эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации последствий аварий.

50. Среди решений, направленных на предупреждение аварийных выбросов опасных веществ (уменьшение вероятности аварий) на ОПО МНГК, выделяют:

а) применение материалов повышенной прочности, повышение толщин стенок сосудов и трубопроводов;

б) использование защитных кожухов для трубопроводов, обетонированных труб;

в) повышенная частота диагностики, испытаний на прочность и герметичность;

г) повышение чувствительности и надежности систем контроля технологических процессов и блокировок.

51. Среди решений, направленных на уменьшение тяжести последствий аварий, выделяют:

а) установление безопасных расстояний до мест скопления персонала/сокращение времени пребывания персонала в опасной зоне;

б) ограничение площадей возможных аварийных разливов;

в) планировочные решения, исключающие эскалацию аварий;

г) повышение взрывозащищенности сооружений на ОПО МНГК;

д) установка датчиков загазованности;

е) информирование персонала об опасностях аварий.

Приложение № 1
к Руководству

Список сокращений

В настоящем Руководстве применены следующие обозначения и сокращения:

АДГ — аварийный дизель-генератор;
АСУТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;
БВ — буровая вышка;
БР — буровой раствор;
БУ — буровая установка;
БС — буровое судно;
ГНВП — газонефтеводопроявления;
ДТ — дизельное топливо;
ЖМ — жилой модуль;
ИБП — источник бесперебойного питания;
КИПиА — контрольно-измерительные приборы и аппаратура;
МВКП — максимально возможное количество потерпевших;
МЭ — морская эстакада с приэстакадными нефтегазодобывающей и буровой площадками, искусственный остров;
НП — неразделенная продукция скважин;
ОПО — опасный производственный объект;
ОПО МНГК — опасные производственные объекты морского нефтегазового комплекса;
ОС — окружающая среда;
ПАЗ — противоаварийная автоматическая защита;
ПДК — предельно допустимая концентрация;
ПБУ — плавучая буровая установка;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

ППБУ — полупогружная плавучая буровая установка;
ПТК — плавучий технологический комплекс;
СПБУ — самоподъемная плавучая буровая установка;
ТВС — топливно-воздушная смесь;
УВОБР — углеводородная основа бурового раствора.

Приложение № 2
к Руководству

Термины и определения

Основные термины и определения анализа риска установлены в Методических основах по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах.

В настоящем Руководстве применены следующие термины с соответствующими определениями:

авария—разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на ОПО, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (статья 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»);

анализ риска — процесс идентификации опасностей и оценки риска аварий на ОПО для отдельных физических лиц, групп людей, имущества, окружающей среды;

анализ опасностей технологических процессов — метод идентификации опасностей, направленный на исследование проектных, технических мер по предупреждению аварий на основе проектной/эксплуатационной документации. Основными методами анализа являются: предварительный анализ опасностей (идентификация опасностей), анализ видов и последствий отказов, анализ опасностей и работоспособности;

взрыв — неконтролируемый быстропротекающий процесс выделения энергии, связанный с физическим, химическим или физико-химическим изменением состояния вещества, приводящий к резкому динамическому повышению давления или возникновению ударной волны, сопровождающийся образованием сжатых газов, способных привести к разрушительным последствиям;

взрывопожароопасные жидкости — легковоспламеняющиеся и горючие жидкости;

идентификация опасностей аварий — выявление источников возникновения аварий, определение их характеристик;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

опасность аварий — возможность причинения ущерба человеку, имуществу и (или) окружающей среде вследствие разрушения сооружений и (или) технических устройств, взрыва и (или) выброса опасных веществ на опасном производственном объекте. Опасность аварии обусловлена как энергомассообменными свойствами технологических процессов, так и ошибками проектирования и эксплуатации, отказами технических устройств и их систем, а также нерасчетными (запроектными) внешними природными, техногенными и антропогенными воздействиями на опасный производственный объект;

обоснование безопасности — документ, содержащий сведения о результатах оценки риска аварий на ОПО и связанной с ней угрозы, условия безопасной эксплуатации ОПО, требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации ОПО;

опасный производственный объект —предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в приложении 1 к Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

промышленная безопасность (безопасность опасных производственных объектов) — состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на ОПО и последствий указанных аварий (в редакции Федерального закона от 4 марта 2013 г. № 22-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», отдельные законодательные акты Российской Федерации и о признании утратившим силу подпункта 114 пункта 1 статьи 333.33 части второй Налогового кодекса Российской Федерации»);

риск аварии — мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на ОПО и соответствующую ей тяжесть последствий;

оценка риска — описание и определение качественных или количественных показателей риска аварии;

количественная оценка риска аварии — определение значений показателей риска — количественных показателей случайной величины ущерба (человеку, имуществу и окружающей среде) от аварий на ОПО. В процессе количественной оценки риска аварий оцениваются значения вероятности (частоты) и соответствующей степени тяжести последствий реализации различных сценариев аварий для жизни и здоровья человека, имущества и окружающей среды;

типовой сценарий аварии — сценарий аварии, связанный с выбросом опасных веществ из единичного технологического оборудования с учетом регламентного срабатывания имеющихся систем противоаварийной защиты, локализации аварии и противоаварийных действий персонала;

сценарий аварии (сценарий развития аварии) — модель аварии, включающая последовательность отдельных, логически связанных событий, обусловленных первоначальным разрушением сооружений и (или) технических устройств, применяемых на ОПО, неконтролируемым взрывом и (или) выбросом опасных веществ и приводящим к характерным негативным последствиям аварии различной тяжести;

сценарий аварии с выбросом опасных веществ — последовательность отдельных, логически связанных событий, обусловленных конкретным инициирующим (исходным) событием (выбросом опасного вещества), приводящим к определенным последствиям аварии;

сценарий наиболее вероятной аварии (наиболее вероятный сценарий аварии) — сценарий аварии, вероятность реализации которого максимальна за определенный период времени;

составные (составляющие) опасного производственного объекта — участки, установки, цехи, хранилища или другие составные части, объединяющие технические устройства или их совокупность по технологическому или территориально-административному принципу и входящие в состав ОПО;

сценарий наиболее опасной по последствиям аварии (наиболее опасный по последствиям сценарий аварии) — сценарий аварии с

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

наибольшим ущербом людским и/или материальным ресурсам или компонентам природной среды;

ущерб от аварии — потери (убытки) в производственной и непроизводственной сферах жизнедеятельности человека, а также в негативном изменении окружающей среды, причиненные в результате аварии на ОПО и исчисляемые в натуральной (денежной) форме;

эскалация аварии («эффект домино») — каскадное развитие аварийного процесса, приводящее к возникновению аварии на сооружении (технологической установке) вследствие аварии на ином (соседнем) сооружении (технологической установке).

Приложение № 3
к Руководству

Типовой перечень исходной информации, применяемой для оценки риска аварий

Сбор исходной информации, необходимой для анализа риска, осуществляется с использованием имеющихся документов, в том числе предпроектных, проектных, эксплуатационных документов, материалов инженерных изысканий и других документов.

При выполнении оценки риска ОПО МНГК первоочередными источниками исходных данных являются результаты проведения оценки технического состояния ОПО на соответствие требованиям нормативных технических документов.

Ниже представлен типовой перечень основной исходной информации, необходимой для проведения работ по оценке риска аварий на ОПО МНГК, который может быть уточнен, расширен в соответствии с действующей проектной и эксплуатационной документацией:

а) генеральный план, схемы размещения, профиль трассы (для морского трубопровода) ОПО МНГК (пример профиля морского трубопровода приведен на рис. 3-1);

б) краткое описание технологического процесса;

в) технологические схемы с указанием потоков, запорной арматуры и средств КИПиА;

г) перечень технологического оборудования с указанием массы, физических свойств содержания опасных веществ (пример перечня технологического оборудования для морского трубопровода представлен в таблице № 3-1);

д) основные характеристики опасных веществ:

компонентный состав (при условиях хранения/транспортирования);

физические свойства (молекулярный вес, плотность, температура кипения, вязкость, давление насыщенных паров);

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

данные о взрывопожароопасности (пределы взрываемости, температура вспышки и самовоспламенения);

данные о токсичности (ПДК в воздухе рабочей зоны и в атмосферном воздухе; летальная и пороговая токсодозы);

е) сведения об общем количестве опасных веществ, находящихся в технических устройствах — аппаратах (емкостях), трубопроводах, с указанием максимального количества в единичной емкости или участке трубопровода наибольшей вместимости, общий грузооборот взрывопожароопасных веществ представляется в виде таблицы, аналогичной таблице № 3-2. Рекомендуется рассматривать смежное оборудование (резервуары, емкости) для учета возможности поступления взрывопожароопасных веществ из сопряженных блоков;

ж) средства автоматизации и контроля технологических процессов на трубопроводах. Описание систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации и других средств противоаварийной защиты, а также систем обнаружения утечек содержащих:

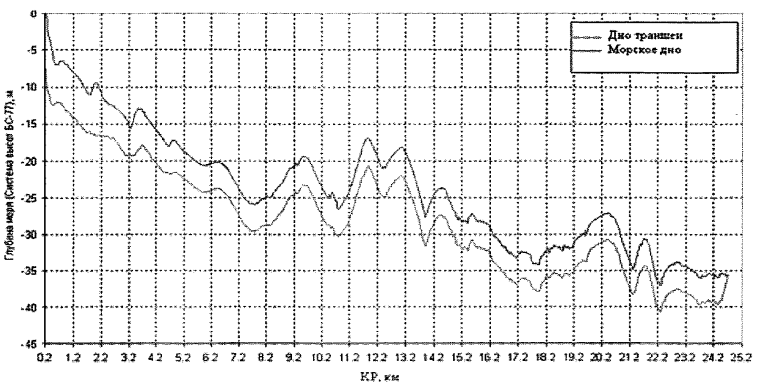

Рис. 3-1. Пример профиля морского трубопровода

Таблица № 3-1

Перечень основного технологического оборудования, в котором обращаются опасные вещества

№ п/п	Наименование оборудования, материал	Кол-во, шт.	Расположение	Назначение	Технические характеристики
1	Трубопровод неразделенной продукции, сталь	1	Платформа «ХХ» — место врезки в промысловый трубопровод, морская и береговая часть	Транспортирование неразделенной продукции скважин	Труба диаметром 508 мм (20″), толщина стенок 25 мм, протяженность 25 км. Предельно допустимое рабочее давление 15 МПа

чувствительность и время срабатывания системы обнаружения аварийных утечек в зависимости от объема (или расхода) аварийной утечки;

тип и время перекрытия потока запорной арматурой;

возможность поступления пожаровзрывоопасных газов из смежного оборудования (резервуары, емкости);

з) описание решений, направленных на обеспечение взрывопожаробезопасности, содержащее:

размеры и вместимость поддонов и отбортовок технологических площадок;

состав и расположение средств первичного пожаротушения, системы пожаротушения, системы обнаружения загазованности;

и) климатическая характеристика района расположения ОПО.

Для районов расположения линейных объектов представляются среднемесячные температуры воздуха, скорости ветра, уровни приливов/отливов, годовые повторяемости направлений ветра и повторяемости состояний устойчивости атмосферы (в классификации по Паскуиллу — таблица № 3-3). Данные рекомендуется представлять в виде таблиц со ссылкой на источник информации (метеостанция) и период наблюдения.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 3-2

Данные о распределении опасных веществ по оборудованию и трубопроводам ОПО МНГК

Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
номер/наименование блока	наименование оборудования, номер по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования, шт.	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа	температура, °С
Морская часть трубопровода	Трубопровод неразделенной продукции, №1, опасное вещество, в том числе нефть, газ, вода						
Технологический блок, оборудование			Количество опасного вещества, т		Физические условия содержания опасного вещества		
номер/наименование блока	наименование оборудования, номер по схеме, опасное вещество	количество единиц оборудования, шт.	в единице оборудования	в блоке	агрегатное состояние	давление, МПа	температура, °С
Береговая часть трубопровода	Трубопровод неразделенной продукции, №1, опасное вещество, в том числе нефть, газ, вода						

Рекомендуется указать возможность проявления опасных природных явлений (землетрясения, тайфуны, цунами, штормы, обледенение, морские течения, наличие айсбергов и дрейфующих льдин);

Таблица № 3-3

Пример представления относительной частоты реализации классов устойчивости атмосферы для различных скоростей ветра в разрезе года

U, м/с	Класс A	Класс B	Класс C	Класс D	Класс E	Класс F
0,5—1,5	0,21017	0,063842	0,05254	0,157625	0,159889	0,355934
1,5—3,0	0,08752	0,065225	0,087188	0,382363	0,260232	0,117471
3,0—4,5	0,020022	0,070084	0,209068	0,540639	0,080093	0,080093
4,5—6	0,004478	0,014562	0,234042	0,702134	0,022392	0,022392
6—7,5	0	0	0	1	0	0
7,5—9	0	0	0	1	0	0
9—10,5	0	0	0	1	0	0
> 10,5	0	0	0	1	0	0

к) данные о списочной численности, сменности персонала (численность в максимальную/дневную и минимальную/ночную смены) и его размещении по сооружениям ОПО МНГК (в соответствии с экспликацией);

л) перечень иных объектов эксплуатирующей организации, объектов сторонних предприятий/организаций, населенных пунктов, мест отдыха, транспортных (морских) путей, расположенных на расстоянии до 1000 м от объектов ОПО МНГК, с указанием их расположения и численности работающих/проживающих;

м) стоимость производственных фондов ОПО МНГК, стоимость прокладки 1 км трубопровода, себестоимость транспортируемого продукта;

н) перечень аварий и инцидентов, имевших место на данном ОПО МНГК.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Приложение № 4
к Руководству

Рекомендуемые зоны/составные части в зависимости от размещения участков морских трубопроводов

При анализе аварийности рекомендуется выделять следующие зоны риска в зависимости от размещения участков морских трубопроводов (рисунок 4-1):

а) зона размещения райзеров (вертикальных трубопроводов от платформы до дна моря);

б) «зона безопасности» (принимаемая равной 500 м);

в) средняя часть трубопроводов, прокладываемых, как правило, по дну моря;

г) прибрежная зона;

д) береговая зона (сухопутный участок выхода морского трубопровода на берег).

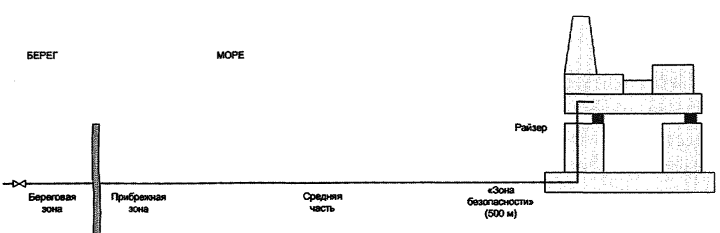

Рис. 4-1. Зоны риска в зависимости от размещения участков морских трубопроводов

Приложение № 5
к Руководству

Рекомендации по выделению типовых сценариев аварий (на примере морских платформ и ПБУ)

Под сценарием аварии понимается последовательность отдельных логически связанных событий, обусловленных конкретным инициирующим событием, приводящим к аварии с конкретными опасными последствиями.

Для построения такой последовательности проводится полное и формализованное описание следующих событий:

а) фазы инициирования аварии;

б) инициирующего события аварии;

в) аварийного процесса;

г) последствий аварии, включая специфические количественные характеристики событий аварии, их пространственно-временные параметры и причинные связи.

Составляющие рассматриваемого объекта представляют собой различную степень опасности с точки зрения возможности развития аварийных ситуаций, так как оборудование и трубопроводы содержат разные опасные вещества — горючие жидкости и воспламеняющиеся газы, химические реагенты.

Анализ возможных аварийных ситуаций сводится к оценке объемов опасных веществ, которые могут участвовать в аварии, и определению последствий этих аварий.

Исходным событием аварии, инициирующим выброс опасных веществ в ОС, является разгерметизация оборудования/трубопроводов. В зависимости от характера разгерметизации возможны два варианта выброса:

а) при небольших размерах площади отверстия образуется относительно длительное (растянутое по времени) истечение;

б) при существенном нарушении целостности аппарата или трубопровода в ОС за короткое время выбрасываются значительные объемы опасного вещества.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

При внезапном разрушении оборудования и выбросе больших количеств газообразных опасных веществ (воспламеняющихся газов, паров горючих жидкостей) наличие источника зажигания в месте выброса, как правило, приводит к мгновенному воспламенению и возможному взрыву, часто с образованием огненного шара.

Если при выбросе в непосредственной близости нет источника зажигания, то газовая фаза выброса имеет возможность смешаться с воздухом с образованием облака ТВС, которое на открытом пространстве распространяется в ОС. Воспламенение в этом случае возможно на некотором удалении от места выброса при достижении источника зажигания. В реальных условиях зона возможного воспламенения ТВС ограничивается размерами ОПО МНГК или размерами помещения при выбросе в замкнутом пространстве.

Если в ходе аварии была выброшена жидкая фаза, то в месте пролива возможно возникновение пожара.

Наиболее вероятным является возникновение сравнительно небольших выбросов, так как полное разрушение оборудования или трубопроводов менее вероятно, чем образование локальных утечек. Однако незначительные утечки при отсутствии мер по их локализации и ликвидации могут привести к эскалации аварии и последующему разрушению оборудования, содержащего значительно больший объем опасных веществ. В этом случае последствия первоначального выброса аналогичны последствиям выброса большого количества опасного вещества. Поэтому рассматриваются также сценарии аварий, в которых происходит разрушение оборудования с последующим максимальным выбросом опасных веществ.

На основе анализа причин и факторов аварий, учитывая особенности технологических процессов на ОПО МНГК, свойства и распределение опасных веществ по оборудованию, на объекте могут реализовываться следующие основные опасности:

а) пожары и взрывы, обусловленные авариями с разгерметизацией системы подачи ДТ и выбросом (утечкой) ДТ;

б) пожары и взрывы, сопровождающие неконтролируемый выброс нефти/газа (открытый фонтан; приложение № 11 к настоящему Руководству);

в) пожары и взрывы, связанные ГНВП из скважины при вскрытии продуктивного пласта и выделением газа в системе очистки БР;

г) сильное повреждение (разрушение) конструктивных элементов, сооружений, оборудования системы подачи масла, системы подачи ДТ и испытания скважины в результате воздействия экстремальных природных явлений (например, шторм, ураган и т.д.) и столкновения с судами;

д) пожары в производственных, административно-хозяйственных или жилых помещениях по причинам, не связанным с технологическими операциями;

е) токсическое воздействие на персонал продуктов сгорания при возникновении пожара на палубе и/или в производственных помещениях.

Особый случай представляют ситуации, когда происходит разрушение нескольких видов расположенного вблизи друг от друга оборудования (группы оборудования). Подобная ситуация возможна в результате сильного разрушения несущих конструкций и перегородок ОПО МНГК, например, при столкновении с судном, в штормовых условиях.

Последовательное разрушение группы оборудования («эффект домино») также относится к категории редких событий, хотя и более вероятных, чем аварии с одновременным и полным разрушением группы оборудования.

На практике аварии, вызванные одним и тем же инициирующим событием, в дальнейшем могут иметь различное по своим последствиям развитие — пролив без воспламенения, пожар, взрыв и т.д. Такие отдельные сценарии развития аварии объединяются в группы сценариев аварии, обусловленные общим исходным событием.

Для оценки опасностей эксплуатации (на примере БУ) рассматриваются следующие группы сценариев развития возможных аварий.

Группа сценариев C_1: воздействие на конструкции комплекса штормовых (волновых, сейсмических) нагрузок, столкновение с судном → потеря устойчивости БУ, механическое повреждение

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

конструкции/опор корпуса → полное разрушение или опрокидывание → экстренная эвакуация и возможная гибель части персонала.

Группа сценариев C_2: частичное разрушение или разгерметизация емкостей или насосов системы ДТ → истечение ДТ → растекание и испарение пролива → образование ТВС → воспламенение от источника зажигания → взрыв и/или горение ТВС, воспламенение пролива (пожар) → выделение токсичных продуктов сгорания → барическое и/или термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции, интоксикация персонала продуктами сгорания → последующее развитие аварии в случае, если затронутое оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев C_3: нарушение режимов бурения, повлекшее появление нефтегазового выброса на участке ведения буровых работ (разгерметизация оборудования и/или трубопроводов в помещении оборудования для испытания и опробования скважины) → образование пролива нефти на БУ (возможно стекание нефти в море) или в помещении оборудования для испытания и опробования скважин → испарение пролива и образование облака ТВС → воспламенение облака ТВС от источника зажигания → сгорание облака ТВС (пожар-вспышка) с последующим пожаром пролива и выделением токсичных продуктов горения → термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции, интоксикация персонала продуктами сгорания → последующее развитие аварии в случае, если затронутое соседнее оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев C_4: вскрытие пласта и появление газа в БР при ведении буровых работ/ разгерметизация оборудования и/или трубопроводов в помещении блока очистки / в помещении оборудования испытания и опробования скважины → выход газа в ОС и образование облака ТВС → воспламенение ТВС от источника зажигания → сгорание облака ТВС (пожар — вспышка и/или взрыв) → барическое и/или термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции → последующее развитие аварии в случае, если затронутое соседнее оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев C_5: частичное разрушение или разгерметизация единичного оборудования, содержащего ДТ (расходная ци-

стерна ДТ) → утечка и разлив ДТ в закрытом помещении → испарение ДТ и образование облака ТВС → воспламенение облака ТВС от источника зажигания → сгорание облака ТВС (взрыв) с последующим пожаром → выделение токсичных продуктов сгорания → барическое и/или термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции, интоксикация персонала продуктами сгорания → последующее развитие аварии в случае, если затронутое соседнее оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев C_6: падение вертолета → гибель пассажиров и экипажа → образование пролива авиационного топлива → воспламенение пролива авиационного топлива и возникновение пожара → термическое воздействие на персонал и оборудование/конструкции → последующее распространение пожара, если затронутое соседнее оборудование содержит опасные вещества.

Группа сценариев C_7: разрушение (частичное или полное) технологического трубопровода/трубопроводной арматуры → поступление в окружающую среду взрывопожароопасной жидкости (в том числе жидкости в перегретом состоянии) → при наличии источника зажигания немедленное воспламенение, горение факела и/или пролива (при выбросе невскипающих (стабильных) жидкостей горящий факел образуется только на малых отверстиях разгерметизации, свищах) → в случае отсутствия источника зажигания истечение жидкости, при наличии перегрева жидкости происходит ее вскипание, образование парокапельной смеси в атмосфере → образование и распространение пролива взрывопожароопасной жидкости, его частичное испарение, в случае, если температура проливающейся жидкой фракции меньше температуры подстилающей поверхности, кипение пролива → образование взрывоопасной концентрации паров взрывопожароопасной жидкости в воздухе от испарения/кипения пролива, а при истечении перегретой жидкости и от вскипания выброса → дрейф облака ТВС → воспламенение паров ТВС при наличии источника зажигания → сгорание/взрыв облака ТВС → пожар разлития и в случае свища либо в случае выброса перегретой жидкости горение факела → по-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

падание в зону возможных поражающих факторов (тепловое излучение, открытое пламя, токсичные продукты исходного выброса либо продукты горения, барическое воздействие) людей, оборудования, сооружений → последующее развитие (эскалация) аварии в случае, если затронутое оборудование содержит опасные вещества → локализация и ликвидация разлития (пожара).

Типовое дерево событий при разгерметизации участка трубопровода с взрывопожароопасной жидкостью приведено на рисунке 4-1.

При анализе сценариев аварий необходимо учитывать условия прокладки и размещения трубопроводов (в замкнутом/полузамкнутом/незамкнутом пространстве, «труба в трубе»).

На рисунке 5-1 принимаются следующие условные вероятности событий:

а) полный разрыв трубопровода (c) — согласно приложению № 5;

б) мгновенное воспламенение (f) — 0,065;

в) образование взрывоопасного облака паров взрывопожароопасной жидкости при испарении с пролива (g) — для взрывопожароопасных жидкостей с давлением насыщенных паров менее 10 кПа — 0, в остальных случаях — 1;

г) отсроченное воспламенение (h) — согласно приложению № 6.

Приведенные условные вероятности могут быть скорректированы с учетом дополнительных решений, направленных на снижение риска аварий.

На рисунке 5-1 не представлены ветвления, связанные с действиями по тушению/ликвидации пожара. Такое ветвление происходит по двум путям:

а) прекращение пожара в случае успешных действий;

б) продолжение пожара в случае неудачи.

Данное ветвление учитывается при расчете условных вероятностей конечных событий, что достигается путем умножения соответствующей условной вероятности на условную вероятность успешности тушения пожара. Процедура выполняется для каждой ветви дерева событий, на которой предпринимается соответствующее действие.

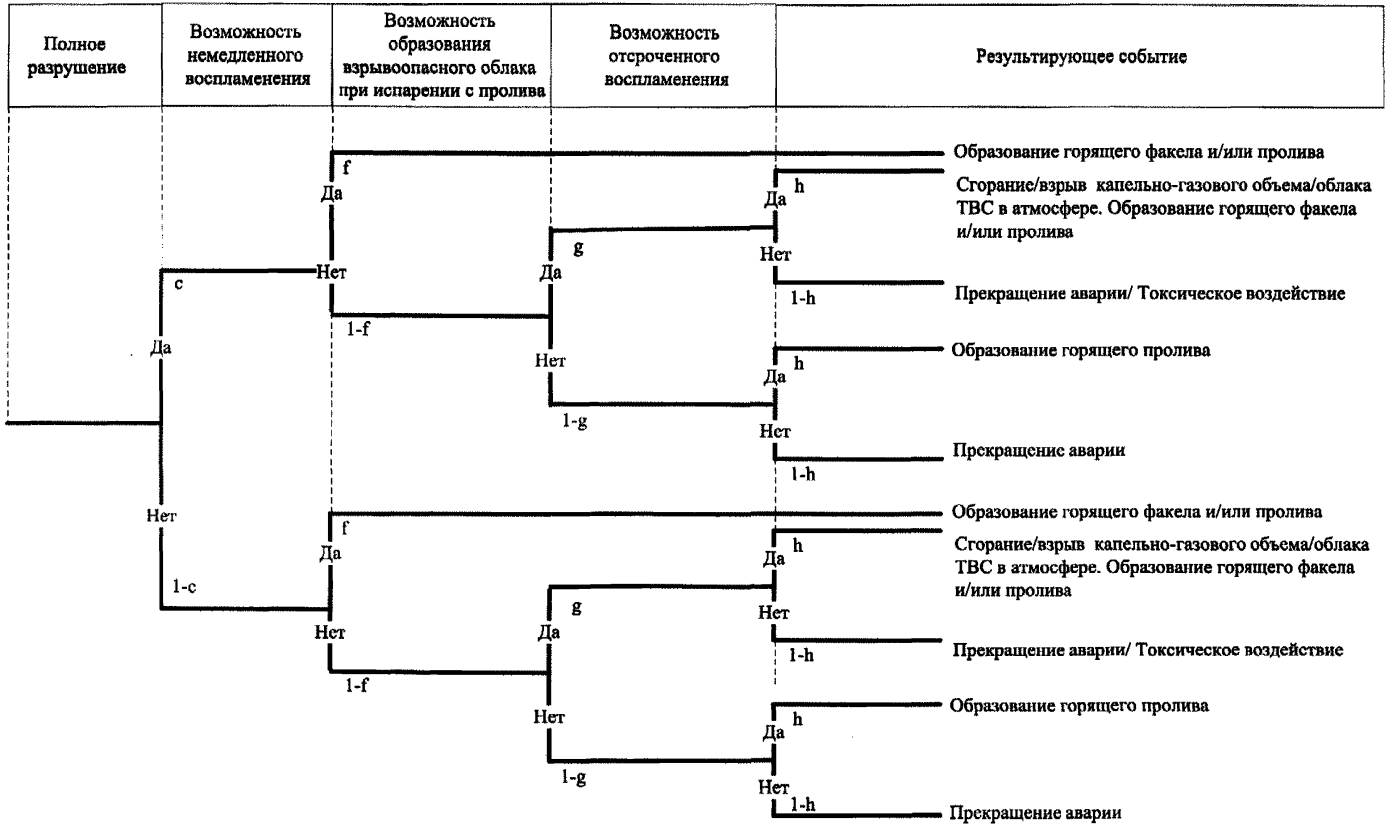

Рис. 5-1. Дерево событий при разгерметизации технологического трубопровода

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Приложение № 6
к Руководству

Частоты аварийной разгерметизации и утечек из типового оборудования на ОПО МНГК

Частоты аварийной разгерметизации и утечек из типового оборудования на ОПО МНГК[1] рекомендуется принимать согласно таблицам № 6-1–6-4.

Таблица № 6-1

Частоты утечек и выбросов для морских объектов

Разведочное бурение, глубинное (обычные скважины)	Выброс	$3{,}1\cdot10^{-4}$	$3{,}6\cdot10^{-4}$	$2{,}5\cdot10^{-4}$	на пробуренную скважину	0,39
	Выброс из скважины	$2{,}5\cdot10^{-3}$	$2{,}9\cdot10^{-3}$	$2{,}0\cdot10^{-3}$	на пробуренную скважину	0,39
Разведочное бурение, глубинное (высоконапорные высокотемпературные скважины)	Выброс	$1{,}9\cdot10^{-3}$	$2{,}2\cdot10^{-3}$	$1{,}5\cdot10^{-3}$	на пробуренную скважину	0,39
	Выброс из скважины	$1{,}6\cdot10^{-2}$	$1{,}8\cdot10^{-2}$	$1{,}2\cdot10^{-2}$	на пробуренную скважину	0,39
Эксплуатационное бурение, глубинное (обычные скважины)	Выброс	$6{,}0\cdot10^{-5}$	$7{,}0\cdot10^{-5}$	$4{,}8\cdot10^{-5}$	на пробуренную скважину	0,33
	Выброс из скважины	$4{,}9\cdot10^{-4}$	$5{,}7\cdot10^{-4}$	$3{,}9\cdot10^{-4}$	на пробуренную скважину	0,33
Эксплуатационное бурение, глубинное (высоконапорные высокотемпературные скважины)	Выброс	$3{,}7\cdot10^{-4}$	$4{,}3\cdot10^{-4}$	$3{,}0\cdot10^{-4}$	на пробуренную скважину	0,33
	Выброс из скважины	$3{,}0\cdot10^{-3}$	$3{,}5\cdot10^{-3}$	$2{,}4\cdot10^{-3}$	на пробуренную скважину	0,33

[1] Данные приняты согласно OGP Risk Assessment Data Directory. Report No434-1, Report No434-2, March 2010.

Заканчивание скважины	Выброс	$9{,}7 \cdot 10^{-5}$	$1{,}4 \cdot 10^{-4}$	$5{,}4 \cdot 10^{-5}$	на операцию	0
	Выброс из скважины	$3{,}9 \cdot 10^{-4}$	$5{,}8 \cdot 10^{-4}$	$2{,}2 \cdot 10^{-4}$	на операцию	0
Кабель или проволока для работы с внутрискважинным инструментом	Выброс	$6{,}5 \cdot 10^{-6}$	$9{,}4 \cdot 10^{-6}$	$3{,}6 \cdot 10^{-6}$	на операцию	0
	Выброс из скважины	$1{,}1 \cdot 10^{-5}$	$1{,}6 \cdot 10^{-5}$	$6{,}1 \cdot 10^{-6}$	на операцию	0
Гибкие насосно-компрессорные трубы	Выброс	$1{,}4 \cdot 10^{-4}$	$2{,}0 \cdot 10^{-4}$	$7{,}8 \cdot 10^{-5}$	на операцию	0
	Выброс из скважины	$2{,}3 \cdot 10^{-4}$	$3{,}4 \cdot 10^{-4}$	$1{,}3 \cdot 10^{-4}$	на операцию	0
Спуск инструмента в скважину под давлением	Выброс	$3{,}4 \cdot 10^{-4}$	$4{,}9 \cdot 10^{-4}$	$1{,}9 \cdot 10^{-4}$	на операцию	0
	Выброс из скважины	$1{,}8 \cdot 10^{-4}$	$2{,}6 \cdot 10^{-4}$	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$	на операцию	0
Капитальный ремонт, операции по увеличению дебита скважины	Выброс	$1{,}8 \cdot 10^{-4}$	$2{,}6 \cdot 10^{-4}$	$1{,}0 \cdot 10^{-4}$	на операцию	0
	Выброс из скважины	$5{,}8 \cdot 10^{-4}$	$8{,}3 \cdot 10^{-4}$	$3{,}2 \cdot 10^{-4}$	на операцию	0
Добывающие скважины (исключая внешние причины)	Выброс	$9{,}7 \cdot 10^{-6}$	$1{,}8 \cdot 10^{-5}$	$2{,}6 \cdot 10^{-6}$	на скважину в год	0,125
	Выброс из скважины	$1{,}1 \cdot 10^{-5}$	$2{,}0 \cdot 10^{-5}$	$2{,}9 \cdot 10^{-6}$	на скважину в год	0,125
Добывающие скважины (внешние причины)	Выброс	$3{,}9 \cdot 10^{-5}$	$3{,}9 \cdot 10^{-5}$	$3{,}9 \cdot 10^{-5}$	на скважину в год	0,125
	Выброс из скважины	–	–	–	на скважину в год	–
Скважины закачки газа	Выброс	–	$1{,}8 \cdot 10^{-5}$	–	на скважину в год	0,125
	Выброс из скважины	–	$2{,}0 \cdot 10^{-5}$	–	на скважину в год	0,125
Скважины закачки воды	Выброс	$2{,}4 \cdot 10^{-6}$	–	–	на скважину в год	0,125
	Выброс из скважины	–	–	–	на скважину в год	–

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-2

Частоты отказов трубопроводов и райзеров

Трубопроводы	Параметры	Частота отказа	Ед. изм.
Морские трубопроводы в открытом море	Трубопровод скважинной продукции и другие небольшие трубопроводы, содержащие необработанные флюиды	$5{,}0 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	Промышленные нефтяные или газовые трубопроводы, диаметр ≤ 24 дюймов	$5{,}1 \cdot 10^{-5}$	на км/год
	Промышленные нефтяные или газовые трубопроводы, диаметр > 24 дюймов	$1{,}4 \cdot 10^{-4}$	на км/год
Морские трубопроводы, повреждения в зоне безопасности, причины: внешние нагрузки	Диаметр ≤ 16 дюймов	$7{,}9 \cdot 10^{-4}$	в год
	Диаметр > 16 дюймов	$1{,}9 \cdot 10^{-4}$	в год
Гибкие морские трубопроводы	Все	$2{,}3 \cdot 10^{-3}$	на км/год
Райзеры	Сталь — диаметр ≤16 дюймов	$9{,}1 \cdot 10^{-4}$	в год
	Сталь — диаметр > 16 дюймов	$1{,}2 \cdot 10^{-4}$	в год
	Гибкие	$6{,}0 \cdot 10^{-3}$	в год
Береговые нефтепроводы	Диаметр < 8 дюймов	$1{,}0 \cdot 10^{-3}$	на км/год
	8 дюймов ≤ диаметр ≤ 14 дюймов	$8{,}0 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	16 дюймов ≤ диаметр ≤ 22 дюймов	$1{,}2 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	24 дюймов ≤ диаметр ≤ 28 дюймов	$2{,}5 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	Диаметр > 28 дюймов	$2{,}5 \cdot 10^{-4}$	на км/год
Береговые газопроводы	Толщина стенки ≤ 5 мм	$4{,}0 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	5 мм < толщина стенки ≤ 10 мм	$1{,}7 \cdot 10^{-4}$	на км/год
	10 мм < толщина стенки ≤ 15 мм	$8{,}1 \cdot 10^{-5}$	на км/год
	Толщина стенки > 15 мм	$4{,}1 \cdot 10^{-5}$	на км/год

Таблица № 6-3

Распределение размеров отверстий для райзеров и трубопроводов

Размер отверстия	Подводный трубопровод	Береговой трубопровод		Райзер
		газ	нефть	
Маленькое (<20 мм)	74 %	50 %	23 %	60 %
Среднее (от 20 до 80 мм)	16 %	18 %	33 %	15 %
Большое (> 80 мм)	2 %	18 %	15 %	25 %
Полное разрушение	8 %	14 %	29 %	

Таблица № 6-4

Распределение мест выбросов для райзеров

Место выброса	Распределение
Над водой	20 %
Зона периодического смачивания	50 %
Под водой	30 %

Частоты утечек для различных типов оборудования в зависимости от степени загрузки оборудования приведены в таблицах № 6-5–6-43.

Таблица № 6-5

Зависимость частоты утечек (на м/год) от диаметра трубопровода[2] для всех трубопроводов

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$9{,}0\cdot10^{-5}$	$4{,}1\cdot10^{-5}$	$3{,}7\cdot10^{-5}$	$3{,}6\cdot10^{-5}$	$3{,}6\cdot10^{-5}$	$3{,}6\cdot10^{-5}$
от 3 до 10	$3{,}8\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-5}$	$1{,}6\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$

[2] Морские: включают трубопроводы, расположенные в надводной (между скважиной и райзером) и подводной частях (между скважиной и трубопроводом).

Береговые: включают трубопроводы в технологических установках, но не межблочные трубопроводы или магистральные трубопроводы.

Учтены сварные соединения, но не учтены все задвижки, фланцы и измерительные приборы.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 10 до 50	$2{,}7\cdot10^{-5}$	$7{,}4\cdot10^{-6}$	$6{,}7\cdot10^{-6}$	$6{,}5\cdot10^{-6}$	$6{,}5\cdot10^{-6}$	$6{,}5\cdot10^{-6}$
от 50 до 150	0,00	$7{,}6\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$5{,}9\cdot10^{-6}$	$5{,}9\cdot10^{-6}$	$5{,}9\cdot10^{-6}$	$5{,}9\cdot10^{-6}$
Всего	$1{,}5\cdot10^{-4}$	$7{,}4\cdot10^{-5}$	$6{,}7\cdot10^{-5}$	$6{,}5\cdot10^{-5}$	$6{,}5\cdot10^{-5}$	$6{,}5\cdot10^{-5}$

Таблица № 6-6

Зависимость частоты утечек из полностью загруженного трубопровода (на м/год) от диаметра трубопровода[2]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$5{,}5\cdot10^{-5}$	$2{,}6\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-5}$	$23\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-5}$
от 3 до 10	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$8{,}5\cdot10^{-6}$	$7{,}6\cdot10^{-6}$	$7{,}5\cdot10^{-6}$	$7{,}4\cdot10^{-6}$	$7{,}4\cdot10^{-6}$
от 10 до 50	$7{,}0\cdot10^{-6}$	$2{,}7\cdot10^{-6}$	$2{,}4\cdot10^{-6}$	$2{,}4\cdot10^{-6}$	$2{,}4\cdot10^{-6}$	$2{,}3\cdot10^{-6}$
от 50 до 150	0,00	$6{,}0\cdot10^{-7}$	$3{,}7\cdot10^{-7}$	$3{,}6\cdot10^{-7}$	$3{,}6\cdot10^{-7}$	$3{,}6\cdot10^{-7}$
>150	0,00	0,00	$1{,}7\cdot10^{-7}$	$1{,}7\cdot10^{-7}$	$1{,}6\cdot10^{-7}$	$1{,}6\cdot10^{-7}$
Всего	$8{,}0\cdot10^{-5}$	$3{,}8\cdot10^{-5}$	$3{,}4\cdot10^{-5}$	$3{,}3\cdot10^{-5}$	$33\cdot10^{-5}$	$3{,}3\cdot10^{-5}$

Таблица № 6-7

Зависимость частоты утечек из частично загруженного трубопровода (на м/год) от диаметра трубопровода[2]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$3{,}1\cdot10^{-5}$	$9{,}9\cdot10^{-6}$	$8{,}1\cdot10^{-6}$	$7{,}8\cdot10^{-6}$	$7{,}7\cdot10^{-6}$	$7{,}6\cdot10^{-6}$
от 3 до 10	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$4{,}9\cdot10^{-6}$	$4{,}0\cdot10^{-6}$	$3{,}8\cdot10^{-6}$	$3{,}8\cdot10^{-6}$	$3{,}7\cdot10^{-6}$

[2] Морские: включают трубопроводы, расположенные в надводной (между скважиной и райзером) и подводной частях (между скважиной и трубопроводом).

Береговые: включают трубопроводы в технологических установках, но не межблочные трубопроводы или магистральные трубопроводы.

Учтены сварные соединения, но не учтены все задвижки, фланцы и измерительные приборы.

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 10 до 50	$1{,}3 \cdot 10^{-5}$	$2{,}5 \cdot 10^{-6}$	$2{,}0 \cdot 10^{-6}$	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$
от 50 до 150	0,00	$3{,}2 \cdot 10^{-6}$	$5{,}2 \cdot 10^{-7}$	$5{,}0 \cdot 10^{-7}$	$4{,}9 \cdot 10^{-7}$	$4{,}9 \cdot 10^{-7}$
>150	0,00	0,00	$2{,}4 \cdot 10^{-6}$	$2{,}4 \cdot 10^{-6}$	$2{,}4 \cdot 10^{-6}$	$2{,}4 \cdot 10^{-6}$
Всего	$5{,}9 \cdot 10^{-5}$	2,0E-05	$1{,}7 \cdot 10^{-5}$	$1{,}6 \cdot 10^{-5}$	$1{,}6 \cdot 10^{-5}$	$1{,}6 \cdot 10^{-5}$

Таблица № 6-8

Зависимость частоты утечек из незагруженного трубопровода (на м/год) от диаметра трубопровода[2]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$3{,}7 \cdot 10^{-6}$	$3{,}2 \cdot 10^{-6}$	$3{,}1 \cdot 10^{-6}$	$3{,}1 \cdot 10^{-6}$	$3{,}1 \cdot 10^{-6}$	$3{,}1 \cdot 10^{-6}$
от 3 до 10	$2{,}7 \cdot 10^{-6}$	$2{,}3 \cdot 10^{-6}$	$2{,}3 \cdot 10^{-6}$	$2{,}3 \cdot 10^{-6}$	$2{,}3 \cdot 10^{-6}$	$2{,}3 \cdot 10^{-6}$
от 10 до 50	$6{,}0 \cdot 10^{-6}$	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$	$1{,}8 \cdot 10^{-6}$	$1{,}8 \cdot 10^{-6}$	$1{,}8 \cdot 10^{-6}$	$1{,}8 \cdot 10^{-6}$
от 50 до 150	0,00	$3{,}4 \cdot 10^{-6}$	$7{,}7 \cdot 10^{-7}$	$7{,}6 \cdot 10^{-7}$	$7{,}6 \cdot 10^{-7}$	$7{,}8 \cdot 10^{-7}$
>150	0,00	0,00	$2{,}6 \cdot 10^{-6}$	$2{,}6 \cdot 10^{-6}$	$2{,}6 \cdot 10^{-6}$	$2{,}6 \cdot 10^{-6}$
Всего	$1{,}24 \cdot 10^{-5}$	$1{,}07 \cdot 10^{-5}$	$1{,}06 \cdot 10^{-5}$	$1{,}05 \cdot 10^{-5}$	$1{,}05 \cdot 10^{-5}$	$1{,}05 \cdot 10^{-5}$

[2] Морские: включают трубопроводы, расположенные в надводной (между скважиной и райзером) и подводной частях (между скважиной и трубопроводом).

Береговые: включают трубопроводы в технологических установках, но не межблочные трубопроводы или магистральные трубопроводы.

Учтены сварные соединения, но не учтены все задвижки, фланцы и измерительные приборы.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-9

Зависимость частоты утечек (на фланцевое соединение/год) от диаметра фланца[3] для всех фланцев

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$4{,}4\cdot10^{-5}$	$6{,}5\cdot10^{-5}$	$9{,}6\cdot10^{-5}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}5\cdot10^{-4}$	$2{,}1\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$2{,}6\cdot10^{-5}$	$3{,}9\cdot10^{-5}$	$5{,}1\cdot10^{-5}$	$6{,}2\cdot10^{-5}$	$8{,}5\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$1{,}6\cdot10^{-5}$	$2{,}1\cdot10^{-5}$	$2{,}5\cdot10^{-5}$	$3{,}4\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$8{,}5\cdot10^{-6}$	$3{,}2\cdot10^{-6}$	$4{,}1\cdot10^{-6}$	$5{,}1\cdot10^{-6}$	$6{,}9\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$7{,}0\cdot10^{-6}$	$7{,}6\cdot10^{-6}$	$8{,}2\cdot10^{-6}$	$9{,}3\cdot10^{-6}$
Всего	$7{,}6\cdot10^{-5}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}6\cdot10^{-4}$	$2{,}1\cdot10^{-4}$	$2{,}5\cdot10^{-4}$	$3{,}4\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-10

Зависимость частоты утечек из полностью загруженного фланца (на фланцевое соединение/год) от диаметра фланца[3]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$2{,}6\cdot10^{-5}$	$3{,}7\cdot10^{-5}$	$5{,}9\cdot10^{-5}$	$8{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}7\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$7{,}6\cdot10^{-6}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-5}$	$2{,}4\cdot10^{-5}$	$3{,}2\cdot10^{-5}$	$4{,}9\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$4{,}0\cdot10^{-6}$	$3{,}0\cdot10^{-6}$	$4{,}7\cdot10^{-6}$	$6{,}6\cdot10^{-6}$	$8{,}8\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$2{,}0\cdot10^{-6}$	$6{,}1\cdot10^{-7}$	$8{,}7\cdot10^{-7}$	$1{,}1\cdot10^{-6}$	$1{,}8\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$1{,}7\cdot10^{-6}$	$1{,}8\cdot10^{-6}$	$1{,}9\cdot10^{-6}$	$2{,}2\cdot10^{-6}$
Всего	$3{,}8\cdot10^{-5}$	$5{,}3\cdot10^{-5}$	$8{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}5\cdot10^{-4}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$

[3] Применимы к фланцевым соединениям, состоящим из двух поверхностей фланцев, уплотнительной прокладки (если установлена) и двух сварных соединений труб, включая следующие типы: с кольцевой, со спиральной навивкой, стыковой хомут и быстроразъёмное соединение с накидной крыльчатой гайкой.

Таблица № 6-11

Зависимость частоты утечек из частично загруженного фланца (на фланцевое соединение/год) от диаметра фланца[3]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-5}$	$3{,}1\cdot10^{-5}$	$3{,}8\cdot10^{-5}$	$4{,}4\cdot10^{-5}$	$5{,}4\cdot10^{-5}$
от 3 до 10	$7{,}9\cdot10^{-6}$	$1{,}2\cdot10^{-5}$	$1{,}6\cdot10^{-5}$	$2{,}0\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-5}$	$2{,}8\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$8{,}6\cdot10^{-6}$	$6{,}4\cdot10^{-6}$	$8{,}7\cdot10^{-6}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$1{,}2\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$5{,}4\cdot10^{-6}$	$2{,}4\cdot10^{-6}$	$2{,}9\cdot10^{-6}$	$3{,}4\cdot10^{-6}$	$4{,}1\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$4{,}3\cdot10^{-6}$	$4{,}8\cdot10^{-6}$	$5{,}2\cdot10^{-6}$	$5{,}9\cdot10^{-6}$
Всего	$3{,}2\cdot10^{-5}$	$4{,}7\cdot10^{-5}$	$6{,}2\cdot10^{-5}$	$7{,}5\cdot10^{-5}$	$8{,}7\cdot10^{-5}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-12

Зависимость частоты утечек из незагруженного фланца (на фланцевое соединение/год) от диаметра фланца[3]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$1{,}5\cdot10^{-6}$	$1{,}7\cdot10^{-6}$	$2{,}6\cdot10^{-6}$	$4{,}2\cdot10^{-6}$	$6{,}7\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-5}$
от 3 до 10	$1{,}1\cdot10^{-6}$	$1{,}2\cdot10^{-6}$	$1{,}9\cdot10^{-6}$	$3{,}1\cdot10^{-6}$	$4{,}9\cdot10^{-6}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$2{,}0\cdot10^{-6}$	$1{,}0\cdot10^{-6}$	$1{,}5\cdot10^{-6}$	$2{,}5\cdot10^{-6}$	$4{,}0\cdot10^{-6}$	$8{,}6\cdot10^{-6}$
от 50 до 150	0,00	$1{,}3\cdot10^{-6}$	$6{,}4\cdot10^{-7}$	$1{,}1\cdot10^{-6}$	$1{,}7\cdot10^{-6}$	$3{,}6\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$1{,}4\cdot10^{-6}$	$2{,}2\cdot10^{-6}$	$3{,}5\cdot10^{-6}$	$7{,}6\cdot10^{-6}$
Всего	$4{,}6\cdot10^{-6}$	$5{,}2\cdot10^{-6}$	$7{,}9\cdot10^{-6}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$2{,}1\cdot10^{-5}$	$4{,}5\cdot10^{-5}$

[3] Применимы к фланцевым соединениям, состоящим из двух поверхностей фланцев, уплотнительной прокладки (если установлена) и двух сварных соединений труб, включая следующие типы: с кольцевой, со спиральной навивкой, стыковой хомут и быстроразъёмное соединение с накидной крыльчатой гайкой.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-13

Зависимость частоты утечек (на задвижку/год) от диаметра задвижки для всех задвижек с ручным приводом[4]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$4{,}4\cdot10^{-5}$	$6{,}6\cdot10^{-5}$	$8{,}4\cdot10^{-5}$	$9{,}8\cdot10^{-5}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$2{,}3\cdot10^{-5}$	$3{,}4\cdot10^{-5}$	$4{,}3\cdot10^{-5}$	$5{,}0\cdot10^{-5}$	$5{,}6\cdot10^{-5}$	$6{,}4\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$2{,}1\cdot10^{-5}$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-5}$	$2{,}7\cdot10^{-5}$	$3{,}0\cdot10^{-5}$	$3{,}4\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$6{,}3\cdot10^{-6}$	$7{,}3\cdot10^{-6}$	$8{,}0\cdot10^{-6}$	$9{,}3\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$7{,}8\cdot10^{-6}$	$8{,}7\cdot10^{-6}$	$9{,}5\cdot10^{-6}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$
Всего	$8{,}8\cdot10^{-5}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$	$1{,}7\cdot10^{-4}$	$1{,}9\cdot10^{-4}$	$2{,}1\cdot10^{-4}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-14

Зависимость частоты утечек из полностью загруженной задвижки (на задвижку/год) от диаметра задвижки с ручным приводом[4]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$2{,}0\cdot10^{-5}$	$3{,}1\cdot10^{-5}$	$4{,}3\cdot10^{-5}$	$5{,}3\cdot10^{-5}$	$6{,}2\cdot10^{-5}$	$7{,}8\cdot10^{-5}$
от 3 до 10	$7{,}7\cdot10^{-6}$	$1{,}2\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-5}$	$2{,}1\cdot10^{-5}$	$2{,}4\cdot10^{-5}$	$3{,}0\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$4{,}9\cdot10^{-6}$	$4{,}7\cdot10^{-6}$	$6{,}5\cdot10^{-6}$	$8{,}0\cdot10^{-6}$	$9{,}4\cdot10^{-6}$	$1{,}2\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$2{,}4\cdot10^{-6}$	$1{,}2\cdot10^{-6}$	$1{,}5\cdot10^{-6}$	$1{,}8\cdot10^{-6}$	$2{,}2\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$1{,}7\cdot10^{-6}$	$1{,}9\cdot10^{-6}$	$2{,}1\cdot10^{-6}$	$2{,}3\cdot10^{-6}$
Всего	$3{,}2\cdot10^{-5}$	$5{,}0\cdot10^{-5}$	$6{,}9\cdot10^{-5}$	$8{,}5\cdot10^{-5}$	$1{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$

[4] Включая все типы задвижек с ручным приводом (блокирующие, сливные, дроссельные), задвижки типа вентиль, шаровая, заглушка, «шар», «игла» и «бабочка». Учтены тело задвижки, штанга и пакер, но не учтены фланцы, контрольные и измерительные приборы.

Таблица № 6-15

Зависимость частоты утечек из частично загруженной задвижки (на задвижку/год) от диаметра задвижки с ручным приводом[4]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$2{,}4\cdot10^{-5}$	$2{,}7\cdot10^{-5}$	$3{,}2\cdot10^{-5}$	$3{,}7\cdot10^{-5}$	$4{,}3\cdot10^{-5}$	$5{,}4\cdot10^{-5}$
от 3 до 10	$1{,}4\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$2{,}1\cdot10^{-5}$	$2{,}5\cdot10^{-5}$	$3{,}1\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$1{,}4\cdot10^{-5}$	$9{,}5\cdot10^{-6}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$1{,}9\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$6{,}4\cdot10^{-6}$	$3{,}5\cdot10^{-6}$	$4{,}1\cdot10^{-6}$	$4{,}7\cdot10^{-6}$	$6{,}0\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$4{,}1\cdot10^{-6}$	$4{,}8\cdot10^{-6}$	$5{,}5\cdot10^{-6}$	$7{,}0\cdot10^{-6}$
Всего	$5{,}1\cdot10^{-5}$	$5{,}8\cdot10^{-5}$	$6{,}9\cdot10^{-5}$	$8{,}1\cdot10^{-5}$	$9{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-16

Зависимость частоты утечек из незагруженной задвижки (на задвижку/год) от диаметра задвижки с ручным приводом[4]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$3{,}6\cdot10^{-7}$	$7{,}1\cdot10^{-7}$	$1{,}1\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-6}$	$1{,}7\cdot10^{-6}$	$2{,}2\cdot10^{-6}$
от 3 до 10	$3{,}5\cdot10^{-7}$	$6{,}9\cdot10^{-7}$	$1{,}1\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-6}$	$1{,}7\cdot10^{-6}$	$2{,}1\cdot10^{-6}$
от 10 до 50	$2{,}4\cdot10^{-6}$	$7{,}8\cdot10^{-7}$	$1{,}2\cdot10^{-6}$	$1{,}6\cdot10^{-6}$	$1{,}9\cdot10^{-6}$	$2{,}4\cdot10^{-6}$
от 50 до 150	0,00	$4{,}0\cdot10^{-6}$	$7{,}1\cdot10^{-7}$	$9{,}2\cdot10^{-7}$	$1{,}1\cdot10^{-6}$	$1{,}4\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$5{,}4\cdot10^{-6}$	$7{,}0\cdot10^{-6}$	$8{,}5\cdot10^{-6}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$
Всего	$3{,}1\cdot10^{-6}$	$6{,}2\cdot10^{-6}$	$9{,}5\cdot10^{-6}$	$1{,}2\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$1{,}9\cdot10^{-5}$

[4] Включая все типы задвижек с ручным приводом (блокирующие, сливные, дроссельные), задвижки типа вентиль, шаровая, заглушка, «шар», «игла» и «бабочка». Учтены тело задвижки, штанга и пакер, но не учтены фланцы, контрольные и измерительные приборы.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-17

Зависимость частоты утечек (на задвижку/год) от диаметра задвижки для всех задвижек с приводом[5]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$4{,}2\cdot10^{-4}$	$3{,}6\cdot10^{-4}$	$3{,}3\cdot10^{-4}$	$3{,}1\cdot10^{-4}$	$3{,}0\cdot10^{-4}$	$2{,}8\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$1{,}8\cdot10^{-4}$	$1{,}5\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-4}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$6{,}6\cdot10^{-5}$	$6{,}0\cdot10^{-5}$	$5{,}6\cdot10^{-5}$	$5{,}4\cdot10^{-5}$	$5{,}0\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$3{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}2\cdot10^{-5}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$
>150	0,00	0,00	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-5}$
Всего	$7{,}1\cdot10^{-4}$	$6{,}2\cdot10^{-4}$	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$5{,}3\cdot10^{-4}$	$5{,}0\cdot10^{-4}$	$4{,}7\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-18

Зависимость частоты утечек из полностью загруженной задвижки (на задвижку/год) от диаметра задвижки с приводом[5]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$2{,}4\cdot10^{-4}$	$2{,}2\cdot10^{-4}$	$2{,}1\cdot10^{-4}$	$2{,}0\cdot10^{-4}$	$2{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}9\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$7{,}3\cdot10^{-5}$	$6{,}6\cdot10^{-5}$	$6{,}3\cdot10^{-5}$	$6{,}0\cdot10^{-5}$	$5{,}9\cdot10^{-5}$	$5{,}6\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$3{,}0\cdot10^{-5}$	$1{,}9\cdot10^{-5}$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-5}$	$1{,}6\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$8{,}6\cdot10^{-6}$	$2{,}4\cdot10^{-6}$	$2{,}3\cdot10^{-6}$	$2{,}2\cdot10^{-6}$	$2{,}2\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$6{,}0\cdot10^{-6}$	$5{,}9\cdot10^{-6}$	$5{,}9\cdot10^{-6}$	$5{,}9\cdot10^{-6}$
Всего	$3{,}5\cdot10^{-4}$	$3{,}2\cdot10^{-4}$	$3{,}0\cdot10^{-4}$	$2{,}9\cdot10^{-4}$	$2{,}8\cdot10^{-4}$	$2{,}7\cdot10^{-4}$

[5] Включая все типы задвижек с приводом (блокирующие, противовыбросные, дроссельные, предохранительно-запорные клапаны, сбросные), но не задвижки с приводом на трубопроводах (предохранительно-запорные клапаны на трубопроводах), включая задвижки типа вентиль, шаровая, заглушка.

Учтены тело задвижки, штанга и пакер, но не учтены фланцы, контрольные и измерительные приборы.

Таблица № 6-19

Зависимость частоты утечек из частично загруженной задвижки (на задвижку/год) от диаметра задвижки с приводом[5]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$1{,}7\cdot10^{-4}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$9{,}7\cdot10^{-5}$	$8{,}9\cdot10^{-5}$	$7{,}7\cdot10^{-5}$
от 3 до 10	$8{,}8\cdot10^{-5}$	$6{,}9\cdot10^{-5}$	$5{,}7\cdot10^{-5}$	$5{,}1\cdot10^{-5}$	$4{,}7\cdot10^{-5}$	$4{,}1\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$7{,}8\cdot10^{-5}$	$3{,}8\cdot10^{-5}$	$3{,}2\cdot10^{-5}$	$2{,}8\cdot10^{-5}$	$2{,}6\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$2{,}3\cdot10^{-5}$	$9{,}0\cdot10^{-6}$	$8{,}0\cdot10^{-6}$	$7{,}3\cdot10^{-6}$	$6{,}4\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$9{,}8\cdot10^{-6}$	$9{,}2\cdot10^{-6}$	$8{,}3\cdot10^{-6}$
Всего	$3{,}3\cdot10^{-4}$	$2{,}6\cdot10^{-4}$	$2{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}9\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$	$1{,}6\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-20

Зависимость частоты утечек из незагруженной задвижки (на задвижку/год) от диаметра задвижки с приводом[5]

Диапазон размера отверстия, мм	2″ (~50 мм)	6″ (~150 мм)	12″ (~300 мм)	18″ (~450 мм)	24″ (~600 мм)	36″ (~900 мм)
от 1 до 3	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$2{,}5\cdot10^{-5}$	$3{,}0\cdot10^{-5}$	$3{,}4\cdot10^{-5}$	$4{,}1\cdot10^{-5}$
от 3 до 10	$7{,}8\cdot10^{-6}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-5}$	$2{,}1\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-5}$	$2{,}8\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$9{,}6\cdot10^{-6}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}6\cdot10^{-5}$	$1{,}8\cdot10^{-5}$	$2{,}2\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	0,00	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$5{,}2\cdot10^{-6}$	$6{,}2\cdot10^{-6}$	$7{,}1\cdot10^{-6}$	$8{,}5\cdot10^{-6}$
>150	0,00	0,00	$9{,}3\cdot10^{-6}$	$1{,}1\cdot10^{-5}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$
Всего	$3{,}2\cdot10^{-5}$	$5{,}1\cdot10^{-5}$	$6{,}9\cdot10^{-5}$	$8{,}3\cdot10^{-5}$	$9{,}5\cdot10^{-5}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$

[5] Включая все типы задвижек с приводом (блокирующие, противовыбросные, дроссельные, предохранительно-запорные клапаны, сбросные), но не задвижки с приводом на трубопроводах (предохранительно-запорные клапаны на трубопроводах), включая задвижки типа вентиль, шаровая, заглушка.

Учтены тело задвижки, штанга и пакер, но не учтены фланцы, контрольные и измерительные приборы.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-21

Частоты утечек из соединительных устройств измерительных приборов[6] (на устройство/год); диаметр от 10 до 50 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$3{,}5\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$	$1{,}6\cdot10^{-4}$	$8{,}8\cdot10^{-6}$
от 3 до 10	$1{,}5\cdot10^{-4}$	$6{,}8\cdot10^{-5}$	$7{,}4\cdot10^{-5}$	$5{,}5\cdot10^{-6}$
от 10 до 50	$6{,}5\cdot10^{-5}$	$2{,}5\cdot10^{-5}$	$3{,}6\cdot10^{-5}$	$3{,}8\cdot10^{-6}$
Всего	$5{,}7\cdot10^{-4}$	$2{,}8\cdot10^{-4}$	$2{,}7\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-5}$

Таблица № 6-22

Частоты утечек из сосудов, работающих под давлением[7] (на сосуд /год); диаметр от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$9{,}6\cdot10^{-4}$	$3{,}9\cdot10^{-4}$	$3{,}5\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$2{,}0\cdot10^{-4}$	$2{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$3{,}5\cdot10^{-4}$	$1{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$
>50	$2{,}8\cdot10^{-4}$	$5{,}1\cdot10^{-5}$	$7{,}9\cdot10^{-5}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$
Всего	$2{,}2\cdot10^{-3}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$6{,}3\cdot10^{-4}$

[6] Включая соединительные муфты трубопроводов малого диаметра, датчики температуры и давления. Учтены сами измерительные приборы и их 2 клапана, 4 фланца, 1 штуцер и соединительные трубы малого диаметра (обычно 25 мм и менее).

[7] Морские: включая все типы сосудов, работающих под давлением (горизонтальные/вертикальные абсорберы, ребойлер, скруббер, сепаратор, стабилизатор), но не гидроциклоны.

Береговые: резервуары основных технологических процессов и ректификационные колонны, но не емкости хранения.

Учтены сами резервуары и их трубопроводная обвязка, фланцы, измерительные приборы и штуцеры за первым фланцем, за исключением первого фланца.

Таблица № 6-23

Частоты утечек из сосудов, работающих под давлением[7] (на сосуд/год); диаметр > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$9{,}6\cdot10^{-4}$	$3{,}9\cdot10^{-4}$	$3{,}5\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$2{,}0\cdot10^{-4}$	$2{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$3{,}5\cdot10^{-4}$	$1{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$
от 50 до 150	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$2{,}7\cdot10^{-5}$	$3{,}7\cdot10^{-5}$	$5{,}5\cdot10^{-5}$
>150	$1{,}7\cdot10^{-4}$	$2{,}4\cdot10^{-5}$	$4{,}2\cdot10^{-5}$	$1{,}4\cdot10^{-4}$
Всего	$2{,}2\cdot10^{-3}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$6{,}3\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-24

Частоты утечек из центробежных насосов[8] (на насос/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$5{,}1\cdot10^{-3}$	$3{,}4\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$1{,}8\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$5{,}9\cdot10^{-4}$	$2{,}9\cdot10^{-4}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$	$9{,}4\cdot10^{-5}$
>50	$1{,}4\cdot10^{-4}$	$5{,}4\cdot10^{-5}$	$8{,}3\cdot10^{-5}$	$7{,}2\cdot10^{-5}$
Всего	$7{,}6\cdot10^{-3}$	$4{,}8\cdot10^{-3}$	$2{,}2\cdot10^{-3}$	$5{,}5\cdot10^{-4}$

[7] Морские: включая все типы сосудов, работающих под давлением (горизонтальные/вертикальные абсорберы, ребойлер, скруббер, сепаратор, стабилизатор), но не гидроциклоны.

Береговые: резервуары основных технологических процессов и ректификационные колонны, но не емкости хранения.

Учтены сами резервуары и их трубопроводная обвязка, фланцы, измерительные приборы и штуцеры за первым фланцем, за исключением первого фланца.

[8] Центробежные насосы разных типов. Учтены сами насосы, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-25

Частоты утечек из центробежных насосов[8] (на насос/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$5{,}1\cdot10^{-3}$	$3{,}4\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$1{,}8\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$5{,}9\cdot10^{-4}$	$2{,}9\cdot10^{-4}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$	$9{,}4\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	$9{,}7\cdot10^{-5}$	$3{,}9\cdot10^{-5}$	$5{,}0\cdot10^{-5}$	$3{,}1\cdot10^{-5}$
>150	$4{,}8\cdot10^{-5}$	$1{,}5\cdot10^{-5}$	$3{,}3\cdot10^{-5}$	$4{,}1\cdot10^{-5}$
Всего	$7{,}6\cdot10^{-3}$	$4{,}8\cdot10^{-3}$	$2{,}2\cdot10^{-3}$	$5{,}5\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-26

Частоты утечек из плунжерных насосов[9] (на насос/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$3{,}3\cdot10^{-3}$	$2{,}1\cdot10^{-3}$	$8{,}9\cdot10^{-4}$	0,00
от 3 до 10	$1{,}9\cdot10^{-3}$	$1{,}2\cdot10^{-3}$	$6{,}2\cdot10^{-4}$	0,00
от 10 до 50	$1{,}2\cdot10^{-3}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$4{,}7\cdot10^{-4}$	0,00
>50	$8{,}0\cdot10^{-4}$	$5{,}0\cdot10^{-4}$	$5{,}3\cdot10^{-4}$	0,00
Всего	$7{,}2\cdot10^{-3}$	$4{,}5\cdot10^{-3}$	$2{,}5\cdot10^{-3}$	0,00

[8] Центробежные насосы разных типов. Учтены сами насосы, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[9] Плунжерные насосы разных типов. Учтены сами насосы, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

Таблица № 6-27

Частоты утечек из плунжерных насосов[9] (на насос/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$3{,}3\cdot10^{-3}$	$2{,}1\cdot10^{-3}$	$8{,}9\cdot10^{-4}$	0,00
от 3 до 10	$1{,}9\cdot10^{-3}$	$1{,}2\cdot10^{-3}$	$6{,}2\cdot10^{-4}$	0,00
от 10 до 50	$1{,}2\cdot10^{-3}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$4{,}7\cdot10^{-4}$	0,00
от 50 до 150	$3{,}7\cdot10^{-4}$	$2{,}3\cdot10^{-4}$	$1{,}9\cdot10^{-4}$	0,00
>150	$4{,}3\cdot10^{-4}$	$2{,}7\cdot10^{-4}$	$3{,}4\cdot10^{-4}$	0,00
Всего	$7{,}2\cdot10^{-3}$	$4{,}5\cdot10^{-3}$	$2{,}5\cdot10^{-3}$	0,00

Таблица № 6-28

Частоты утечек из центробежных компрессоров[10] (на компрессор/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$6{,}7\cdot10^{-3}$	$3{,}4\cdot10^{-3}$	$2{,}9\cdot10^{-3}$	$3{,}7\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$2{,}6\cdot10^{-3}$	$6{,}8\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-3}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$
>50	$3{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$3{,}5\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$
Всего	$1{,}1\cdot10^{-2}$	$4{,}2\cdot10^{-3}$	$5{,}5\cdot10^{-3}$	$9{,}6\cdot10^{-4}$

[9] Плунжерные насосы разных типов. Учтены сами насосы, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[10] Включая сами компрессоры, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-29

Частоты утечек из центробежных компрессоров[10] (на компрессор/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$6{,}7\cdot10^{-3}$	$3{,}4\cdot10^{-3}$	$2{,}9\cdot10^{-3}$	$3{,}7\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$2{,}6\cdot10^{-3}$	$6{,}8\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-3}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$
от 50 до 150	$1{,}9\cdot10^{-4}$	$1{,}0\cdot10^{-5}$	$1{,}9\cdot10^{-4}$	$6{,}7\cdot10^{-5}$
>150	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$2{,}5\cdot10^{-6}$	$1{,}6\cdot10^{-4}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$
Всего	$1{,}1\cdot10^{-2}$	$4{,}2\cdot10^{-3}$	$5{,}5\cdot10^{-3}$	$9{,}6\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-30

Частоты утечек из поршневых компрессоров[11] (на компрессор/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$4{,}5\cdot10^{-2}$	$2{,}4\cdot10^{-2}$	$1{,}9\cdot10^{-2}$	0,00
от 3 до 10	$1{,}7\cdot10^{-2}$	$8{,}0\cdot10^{-3}$	$9{,}4\cdot10^{-3}$	0,00
от 10 до 50	$6{,}7\cdot10^{-3}$	$2{,}6\cdot10^{-3}$	$4{,}7\cdot10^{-3}$	0,00
>50	$2{,}0\cdot10^{-3}$	$8{,}8\cdot10^{-4}$	$2{,}2\cdot10^{-3}$	0,00
Всего	$7{,}1\cdot10^{-2}$	$3{,}6\cdot10^{-2}$	$3{,}6\cdot10^{-2}$	0,00

[10] Включая сами компрессоры, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[11] Включая сами компрессоры, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

Таблица № 6-31

Частоты утечек из поршневых компрессоров[11] (на компрессор/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$4{,}5\cdot10^{-2}$	$2{,}4\cdot10^{-2}$	$1{,}9\cdot10^{-2}$	0,00
от 3 до 10	$1{,}7\cdot10^{-2}$	$8{,}0\cdot10^{-3}$	$9{,}4\cdot10^{-3}$	0,00
от 10 до 50	$6{,}7\cdot10^{-3}$	$2{,}6\cdot10^{-3}$	$4{,}7\cdot10^{-3}$	0,00
от 50 до 150	$1{,}3\cdot10^{-3}$	$4{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}2\cdot10^{-3}$	0,00
>150	$7{,}3\cdot10^{-4}$	$4{,}8\cdot10^{-4}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	0,00
Всего	$7{,}1\cdot10^{-2}$	$3{,}6\cdot10^{-2}$	$3{,}6\cdot10^{-2}$	0,00

Таблица № 6-32

Частоты утечек из кожухотрубчатых теплообменников[12] (на теплообменник/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$2{,}2\cdot10^{-3}$	$1{,}2\cdot10^{-3}$	$1{,}2\cdot10^{-3}$	0,00
от 3 до 10	$1{,}1\cdot10^{-3}$	$4{,}1\cdot10^{-4}$	$7{,}3\cdot10^{-4}$	0,00
от 10 до 50	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-4}$	$4{,}9\cdot10^{-4}$	0,00
>50	$2{,}6\cdot10^{-4}$	$3{,}6\cdot10^{-5}$	$4{,}0\cdot10^{-4}$	0,00
Всего	$4{,}1\cdot10^{-3}$	$1{,}8\cdot10^{-3}$	$2{,}8\cdot10^{-3}$	0,00

[11] Включая сами компрессоры, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[12] Включая сами кожухотрубчатые теплообменники для углеводородов, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-33

Частоты утечек из кожухотрубчатых теплообменников[12] (на теплообменник/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$2{,}2\cdot10^{-3}$	$1{,}2\cdot10^{-3}$	$1{,}2\cdot10^{-3}$	0,00
от 3 до 10	$1{,}1\cdot10^{-3}$	$4{,}1\cdot10^{-4}$	$7{,}3\cdot10^{-4}$	0,00
от 10 до 50	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-4}$	$4{,}9\cdot10^{-4}$	0,00
от 50 до 150	$1{,}4\cdot10^{-4}$	$2{,}4\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-4}$	0,00
>150	$1{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}2\cdot10^{-5}$	$2{,}3\cdot10^{-4}$	0,00
Всего	$4{,}1\cdot10^{-3}$	$1{,}8\cdot10^{-3}$	$2{,}8\cdot10^{-3}$	0,00

Таблица № 6-34

Частоты утечек из кожухотрубчатых теплообменников[13] (на теплообменник/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$2{,}0\cdot10^{-3}$	$8{,}2\cdot10^{-4}$	$7{,}9\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$8{,}8\cdot10^{-4}$	$3{,}8\cdot10^{-4}$	$4{,}3\cdot10^{-4}$	$7{,}7\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$4{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$	$2{,}5\cdot10^{-4}$	$3{,}4\cdot10^{-5}$
>50	$2{,}0\cdot10^{-4}$	$7{,}6\cdot10^{-5}$	$1{,}9\cdot10^{-4}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$
Всего	$3{,}4\cdot10^{-3}$	$1{,}5\cdot10^{-3}$	$1{,}7\cdot10^{-3}$	$3{,}0\cdot10^{-4}$

[12] Включая сами кожухотрубчатые теплообменники для углеводородов, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[13] Включая сами кожухотрубчатые теплообменники для углеводородов, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

Таблица № 6-35

Частоты утечек из кожухотрубчатых теплообменников[13] (на теплообменник/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$2{,}0\cdot10^{-3}$	$8{,}2\cdot10^{-4}$	$7{,}9\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$8{,}8\cdot10^{-4}$	$3{,}8\cdot10^{-4}$	$4{,}3\cdot10^{-4}$	$7{,}7\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$4{,}0\cdot10^{-4}$	$1{,}8\cdot10^{-4}$	$2{,}5\cdot10^{-4}$	$3{,}4\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	$9{,}1\cdot10^{-5}$	$4{,}3\cdot10^{-5}$	$7{,}4\cdot10^{-5}$	$7{,}7\cdot10^{-6}$
>150	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$3{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}2\cdot10^{-4}$	$5{,}4\cdot10^{-6}$
Всего	$3{,}4\cdot10^{-3}$	$1{,}5\cdot10^{-3}$	$1{,}7\cdot10^{-3}$	$3{,}0\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-36

Частоты утечек из пластинчатых теплообменников[14] (на теплообменник/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$5{,}1\cdot10^{-3}$	$3{,}9\cdot10^{-3}$	$2{,}7\cdot10^{-3}$	0,00
от 3 до 10	$2{,}8\cdot10^{-3}$	$2{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$	0,00
от 10 до 50	$1{,}6\cdot10^{-3}$	$1{,}1\cdot10^{-3}$	$6{,}7\cdot10^{-4}$	0,00
>50	$9{,}9\cdot10^{-4}$	$6{,}3\cdot10^{-4}$	$3{,}2\cdot10^{-4}$	0,00
Всего	$1{,}0\cdot10^{-2}$	$7{,}3\cdot10^{-3}$	$5{,}0\cdot10^{-3}$	0,00

[13] Включая сами кожухотрубчатые теплообменники для углеводородов, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[14] Включая сами теплообменники, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-37

Частоты утечек из пластинчатых теплообменников[14] (на теплообменник/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$5{,}1\cdot10^{-3}$	$3{,}9\cdot10^{-3}$	$2{,}7\cdot10^{-3}$	0,00
от 3 до 10	$2{,}8\cdot10^{-3}$	$2{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$	0,00
от 10 до 50	$1{,}6\cdot10^{-3}$	$1{,}1\cdot10^{-3}$	$6{,}7\cdot10^{-4}$	0,00
от 50 до 150	$4{,}8\cdot10^{-4}$	$3{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}7\cdot10^{-4}$	0,00
>150	$5{,}1\cdot10^{-4}$	$3{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}5\cdot10^{-4}$	0,00
Всего	$1{,}0\cdot10^{-2}$	$7{,}3\cdot10^{-3}$	$5{,}0\cdot10^{-3}$	0,00

Таблица № 6-38

Частоты утечек из теплообменников с воздушным охлаждением[15] (на теплообменник/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	0,00	0,00
от 3 до 10	$4{,}9\cdot10^{-4}$	$4{,}9\cdot10^{-4}$	0,00	0,00
от 10 до 50	$2{,}4\cdot10^{-4}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$	0,00	0,00
>50	$1{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$	0,00	0,00
Всего	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	0,00	0,00

[14] Включая сами теплообменники, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[15] Часто относят вентиляторы, но в принципе включают все типы теплообменников с воздушным охлаждением, включая сами теплообменники, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

Таблица № 6-39

Частоты утечек из теплообменников с воздушным охлаждением[15] (на теплообменник/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	0,00	0,00
от 3 до 10	$4{,}9\cdot10^{-4}$	$4{,}9\cdot10^{-4}$	0,00	0,00
от 10 до 50	$2{,}4\cdot10^{-4}$	$2{,}4\cdot10^{-4}$	0,00	0,00
от 50 до 150	$6{,}0\cdot10^{-5}$	$6{,}0\cdot10^{-5}$	0,00	0,00
>150	$4{,}9\cdot10^{-5}$	$4{,}9\cdot10^{-5}$	0,00	0,00
Всего	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}0\cdot10^{-3}$	0,00	0,00

Таблица № 6-40

Частоты утечек из фильтров[16] (на фильтр/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$2{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$	$5{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$5{,}1\cdot10^{-4}$	$3{,}3\cdot10^{-4}$	$9{,}3\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$5{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}9\cdot10^{-4}$	$2{,}3\cdot10^{-4}$	$7{,}7\cdot10^{-5}$
>50	$2{,}6\cdot10^{-4}$	$5{,}5\cdot10^{-5}$	$2{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}0\cdot10^{-4}$
Всего	$3{,}8\cdot10^{-3}$	$2{,}1\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$	$4{,}0\cdot10^{-4}$

[15] Часто относят вентиляторы, но в принципе включают все типы теплообменников с воздушным охлаждением, включая сами теплообменники, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[16] Включая само тело фильтра и выпускное отверстие или отверстие для осмотра, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Таблица № 6-41

Частоты утечек из фильтров[16] (на фильтр/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$2{,}0\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$	$5{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$1{,}0\cdot10^{-3}$	$5{,}1\cdot10^{-4}$	$3{,}3\cdot10^{-4}$	$9{,}3\cdot10^{-5}$
от 10 до 50	$5{,}2\cdot10^{-4}$	$1{,}9\cdot10^{-4}$	$2{,}3\cdot10^{-4}$	$7{,}7\cdot10^{-5}$
от 50 до 150	$1{,}4\cdot10^{-4}$	$3{,}5\cdot10^{-5}$	$8{,}4\cdot10^{-5}$	$3{,}3\cdot10^{-5}$
>150	$1{,}2\cdot10^{-4}$	$2{,}0\cdot10^{-5}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$	$7{,}2\cdot10^{-5}$
Всего	$3{,}8\cdot10^{-3}$	$2{,}1\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$	$4{,}0\cdot10^{-4}$

Таблица № 6-42

Частоты утечек из ловушек для скребков[17] (на ловушку/год); диаметр входного отверстия от 50 до 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$3{,}2\cdot10^{-3}$	$2{,}3\cdot10^{-3}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$2{,}7\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$1{,}9\cdot10^{-3}$	$7{,}2\cdot10^{-4}$	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$2{,}3\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$1{,}2\cdot10^{-3}$	$2{,}2\cdot10^{-4}$	$4{,}8\cdot10^{-4}$	$2{,}3\cdot10^{-4}$
>50	$8{,}3\cdot10^{-4}$	$4{,}7\cdot10^{-5}$	$7{,}1\cdot10^{-4}$	$5{,}2\cdot10^{-4}$
Всего	$7{,}0\cdot10^{-3}$	$3{,}3\cdot10^{-3}$	$2{,}5\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$

[16] Включая само тело фильтра и выпускное отверстие или отверстие для осмотра, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

[17] Для запуска и приема скребка, включая саму ловушку, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

Таблица № 6-43

Частоты утечек из ловушек для скребков[17] (на ловушку/год); диаметр входного отверстия > 150 мм

Диапазон размера отверстия, мм	Все утечки	Утечки из полностью загруженного оборудования	Утечки из частично загруженного оборудования	Утечки из незагруженного оборудования
от 1 до 3	$3{,}2\cdot10^{-3}$	$2{,}3\cdot10^{-3}$	$7{,}4\cdot10^{-4}$	$2{,}7\cdot10^{-4}$
от 3 до 10	$1{,}9\cdot10^{-3}$	$7{,}2\cdot10^{-4}$	$5{,}6\cdot10^{-4}$	$2{,}3\cdot10^{-4}$
от 10 до 50	$1{,}2\cdot10^{-3}$	$2{,}2\cdot10^{-4}$	$4{,}8\cdot10^{-4}$	$2{,}3\cdot10^{-4}$
от 50 до 150	$3{,}7\cdot10^{-4}$	$3{,}3\cdot10^{-5}$	$2{,}1\cdot10^{-4}$	$1{,}1\cdot10^{-4}$
>150	$4{,}6\cdot10^{-4}$	$1{,}4\cdot10^{-5}$	$5{,}0\cdot10^{-4}$	$4{,}1\cdot10^{-4}$
Всего	$7{,}0\cdot10^{-3}$	$3{,}3\cdot10^{-3}$	$2{,}5\cdot10^{-3}$	$1{,}3\cdot10^{-3}$

[17] Для запуска и приема скребка, включая саму ловушку, за исключением всех присоединенных клапанов, трубопроводной обвязки, фланцев, измерительных инструментов и штуцеров после первого фланца; первый фланец также не учтен.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Приложение № 7

к Руководству

Рекомендуемый порядок расчета истечения взрывопожароопасных жидкостей из морских трубопроводов

В большинстве случаев взрывопожароопасный поток, перекачиваемый по морскому трубопроводу, представляет собой многофазную среду. И если на стадии стационарной перекачки поток во всей трубе с определенным приближением можно считать однородным, то движение, возникающее в трубопроводе с высоким содержанием массовой доли жидкой фазы, после остановки перекачки носит чрезвычайно сложный характер.

Истечение описывается системой уравнений сохранения массы, импульса и энергии газовой и конденсированной фаз, формулы (7-1)–(7-7):

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial (\rho u)}{\partial x} = S^1; \tag{7-1}$$

$$\frac{\partial (\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho u u)}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} = S^2; \tag{7-2}$$

$$\frac{\partial (\rho e)}{\partial t} + \frac{\partial \left(u(\rho e + p)\right)}{\partial x} = S^3; \tag{7-3}$$

$$\frac{\partial (\sigma_{жi})}{\partial t} + \frac{\partial (\sigma_{жi} u_{жi})}{\partial x} = S^4; \tag{7-4}$$

$$\frac{\partial (\sigma_{жi} u_{жi})}{\partial t} + \frac{\partial (\sigma_{жi} u_{жi} u_{жi})}{\partial x} = S^5; \tag{7-5}$$

$$\frac{\partial (\sigma_{жi} e_{жi})}{\partial t} + \frac{\partial (\sigma_{жi} e_{жi} u_{жi})}{\partial x} = S^6; \tag{7-6}$$

$$\frac{\partial(n_{жi})}{\partial t}+\frac{\partial(n_{жi}u_{жi})}{\partial x}=S^7, \qquad (7\text{-}7)$$

где x — координата по пространству (вдоль трассы трубопровода), м;

t — время, с;

ρ — плотность смеси, кг/м^3;

u — компонент вектора скорости газовой смеси в направлении x, м/с;

e — полная удельная энергия газовой смеси, Дж/кг;

$\rho_г$ — плотность газовой фазы, кг/м^3;

$\sigma_{жi}$ — плотность i-й фракции жидкой фазы, кг/м^3;

$u_{жi}$ — компонент вектора скорости i-й фракции жидкой фазы в направлении x, м/с;

$e_{жi}$ — полная удельная энергия i-й фракции жидкой фазы, Дж/кг;

$n_{жi}$ — концентрация частиц i-й фракции жидкой фазы, м$^{-3}$;

p — давление, Па;

S_j — члены уравнений, учитывающих потери на трение на стенках, теплообмен трубопровода с окружающей средой, обмен импульсом, энергией между фазами.

После остановки перекачки происходит расслоение потока: в нижних точках трассы (карманах) оседает жидкая фаза, в верхних точках собирается газовая фаза (подушки). За счет разницы давлений по трассе будет происходить передавливание жидкой фазы из одного кармана в другой, прорыв газа из одной подушки в другую. Поэтому на подводных трубопроводах после остановки перекачки возможен выброс значительной массы транспортируемого продукта. Дополнительно это обусловлено тем, что на подводных трубопроводах невозможно оперативно ликвидировать утечку, так как задвижек на подводных участках трубопровода нет, и аварийные участки могут иметь значительную протяженность.

Таким образом, расчет массы выброса строится на уравнениях гидрогазодинамики истечения многофазной продукции не только с учетом времени обнаружения утечки и остановки насосов

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

(компрессоров), но и принимая во внимание необходимость учета расслоения фаз при самотечном режиме истечения вещества из дефектного отверстия.

Общая масса аварийного выброса углеводородов $M_{уг}$ в данном случае может рассматриваться как сумма масс углеводородов, выброшенных до и после остановки перекачки (формула (7-8)).

$$M_{уг} = M_{уг\ напор} + M_{уг\ сам}, \qquad (7\text{-}8)$$

где $M_{уг}$ — общая масса выброшенных углеводородов, кг;

$M_{уг\ напор}$ — общая масса углеводородов, выброшенных в напорном режиме (до остановки перекачки), кг;

$M_{уг\ сам}$ — общая масса углеводородов, выброшенных в самотечном режиме (после остановки перекачки), кг.

Масса выброса до остановки перекачки (напорный режим) определяется исходя из массового расхода в номинальном режиме и времени до остановки перекачки, а также исходя из размера разрушения.

Для стадии самотечного режима истечения в ситуации, когда движение в трубопроводе отличается высокой неоднородностью (расслоением) и существенными перепадами давления, наиболее оптимальным подходом к определению массы выброшенных углеводородов (как в жидкой, так и газообразной фазе) является подход, основанный на определении оставшейся в трубе массы углеводородов. Масса же выброшенных углеводородов после остановки перекачки будет определяться как разница масс, находившейся изначально и оставшейся в трубопроводе.

Для расчета массы углеводородов в трубопроводе после окончания выброса предложен подход, при котором конечное состояние рассматривается как механически равновесное: давление в нижних точках трубопровода уравновешивается давлениями в прилегающих столбах жидкости в сумме с давлением газовых подушек (рисунок 7-1, формула (7-9).

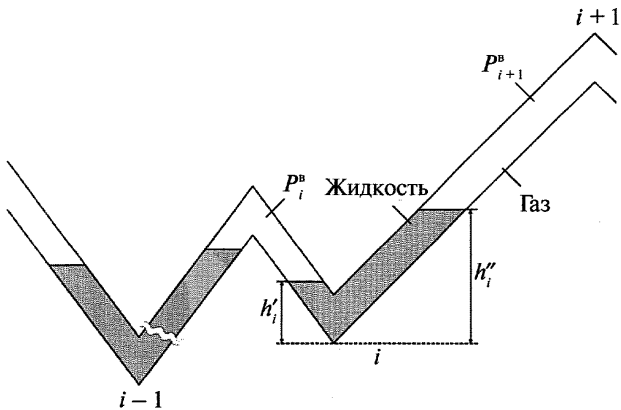

Рис. 7-1. Схема распределения углеводородов в трубопроводе после окончания выброса

$$P^{в}_{i} + \rho \cdot g \cdot h'_i = P^{в}_{i+1} + \rho \cdot g \cdot h''_i, \qquad (7\text{-}9)$$

где $P^{в}_{i}, P^{в}_{i+1}$ — давление газообразных углеводородов в локальном максимуме (верхней точке) профиля трубопровода;

h'_i, h''_i — высоты столбов жидкости в участках, прилегающих к i-му локальному минимуму (нижней точке);

ρ — плотность жидкой фракции, кг/м^3;

g — ускорение свободного падения, м/с^2.

Такое условие должно выполняться в каждом локальном минимуме на трассе трубопровода. На месте аварии должно учитываться противодавление воды.

Результаты расчета масс утечек могут быть представлены в виде диаграмм, как приведено на рисунках 7-2–7-5.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

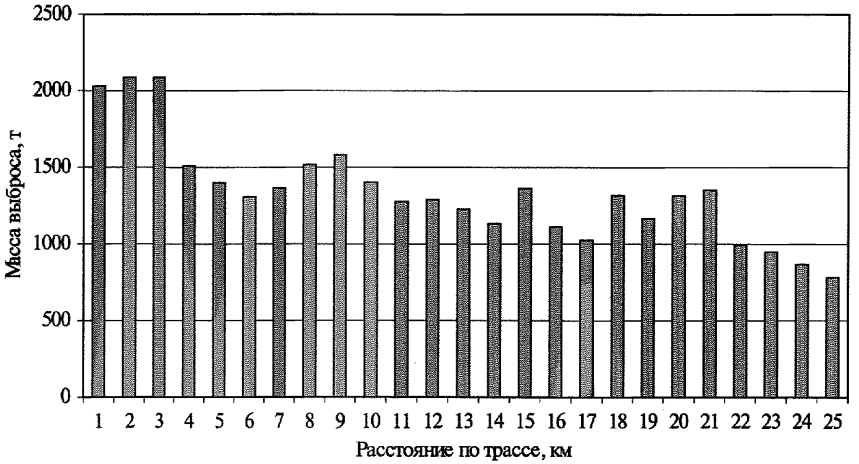

Рис. 7-2. Распределение массы утечек по трассе (жидкость) при гильотинном разрыве трубопровода (осреднено в пределах 1 км)

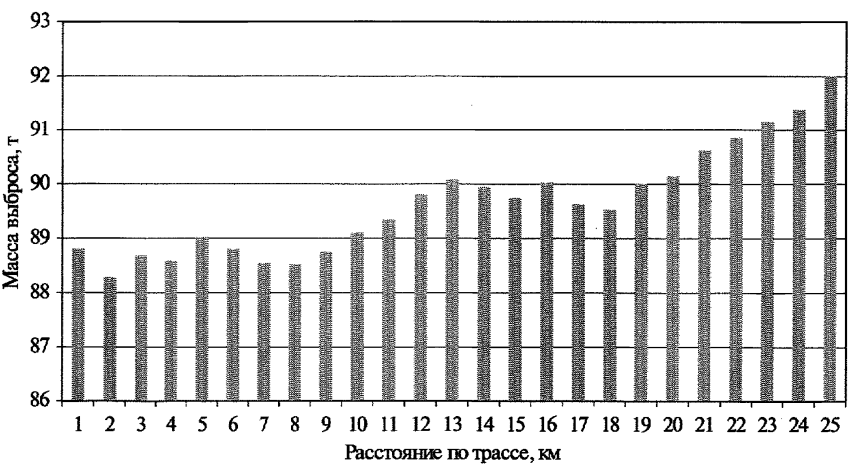

Рис. 7-3. Распределение массы утечек по трассе (газ) при гильотинном разрыве трубопровода (осреднено в пределах 1 км)

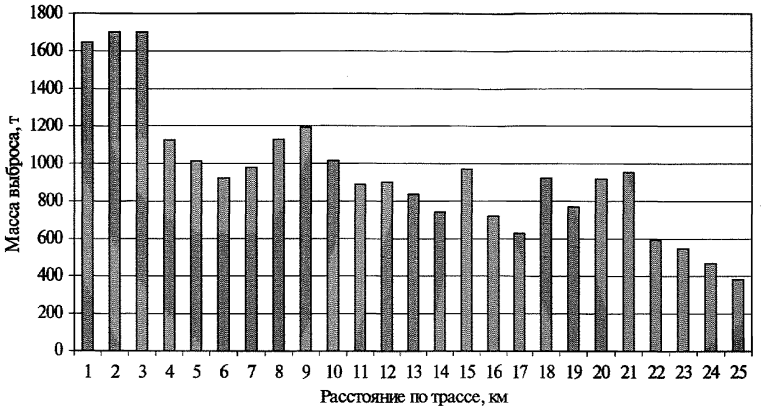

Рис. 7-4. Распределение массы утечек по трассе (жидкость) при свище на трубопроводе (осреднено в пределах 1 км)

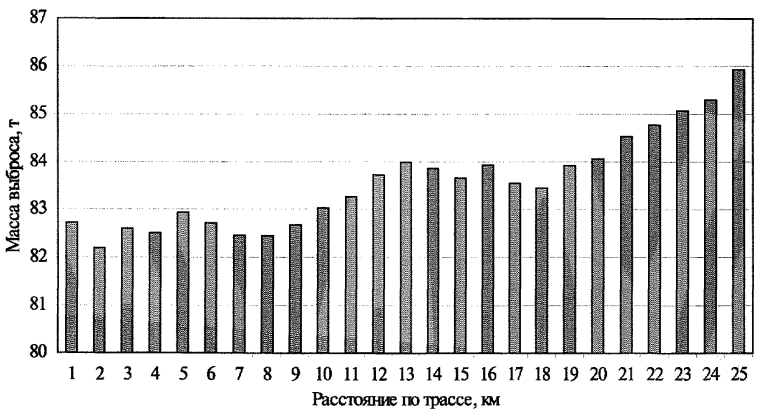

Рис. 7-5. Распределение массы утечек по трассе (газ) при свище на трубопроводе (осреднено в пределах 1 км)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Приложение № 8
к Руководству

Величина ожидаемого ущерба при аварии на ОПО МНГК

При реализации принятых сценариев аварий на ОПО МНГК величина ущерба будет зависеть от степени разрушения (повреждения) конструкций, сооружений и оборудования, от числа пострадавших людей и степени их поражения, от уровня вреда, нанесенного окружающей среде.

Для определения возможного полного ущерба от аварии используется соотношение, рекомендованное в Методических рекомендациях по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах:

$$П_а = П_{пп} + П_{ла} + П_{сэ} + П_{нв} + П_{экол} + П_{втр}, \quad (8\text{-}1)$$

где $П_а$ — полный ущерб от аварии, руб.;

$П_{пп}$ — прямые потери организации, эксплуатирующей ОПО МНГК, руб.;

$П_{ла}$ — затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии, руб.;

$П_{сэ}$ — социально-экономические потери (затраты, понесенные вследствие гибели и травматизма людей), руб.;

$П_{нв}$ — косвенный ущерб, руб.;

$П_{экол}$ — экологический ущерб (урон, нанесенный объектам окружающей природной среды), руб.;

$П_{втр}$ — потери от выбытия трудовых ресурсов в результате гибели людей или потери ими трудоспособности, руб.

Прямые потери включают в себя:

потери в результате повреждения или уничтожения основных производственных и непроизводственных фондов (сооружений, оборудования и т.д.);

потери товарно-материальных ценностей (продукция, топливо, материалы);

потери в результате уничтожения (повреждения) имущества третьих лиц.

Затраты на локализацию (ликвидацию) и расследование аварии включают в себя:

расходы, связанные с локализацией и ликвидацией последствий аварий;

расходы на расследование аварий.

Социально-экономические потери определяются количеством пострадавших и степенью их поражения и складываются из затрат на компенсации и мероприятия вследствие гибели персонала и третьих лиц и (или) травмирования персонала и третьих лиц (в том числе расходы по выплате пособий на погребение погибших, расходы по выплате пенсий в случае потери кормильца, расходы на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию пострадавших от аварии, расходы по выплате пособий по временной нетрудоспособности).

Потери от выбытия трудовых ресурсов связаны с тем, что погибшие не будут больше принимать участие в трудовой деятельности. Этот ущерб также определяется количеством пострадавших при возникновении аварий на ОПО МНГК.

Косвенный ущерб включает в себя:

часть доходов, недополученных предприятием в результате простоя;

зарплата и условно-постоянные расходы предприятия за время простоя;

убытки, вызванные уплатой различных неустоек, штрафов, пени и др.;

убытки третьих лиц из-за недополученной ими прибыли.

Экологический ущерб включает в себя:

ущерб от загрязнения атмосферы;

ущерб от загрязнения водных ресурсов;

ущерб от загрязнения почвы;

ущерб, связанный с уничтожением биологических ресурсов;

ущерб от засорения (повреждения) территории обломками (осколками) сооружений, оборудования и т.д.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Расчет платы за загрязнение окружающей среды должен производиться в соответствии с действующими нормативными документами.

Пример результатов расчета величины ожидаемого ущерба при аварии на морском трубопроводе приведен на рисунке 8-1.

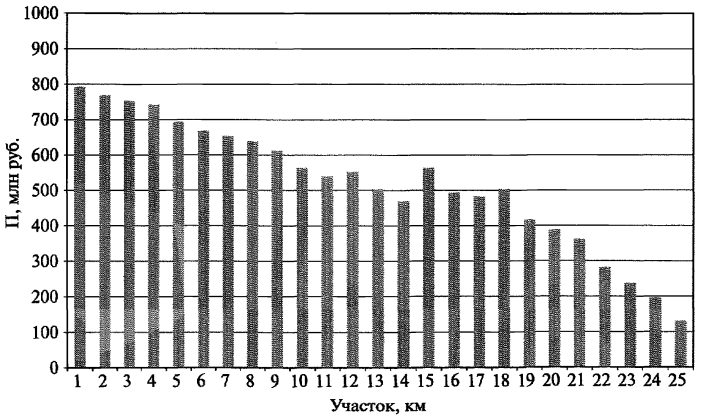

Рис. 8-1. Пример распределения среднего ущерба от аварий по трассе морского трубопровода

Приложение № 9
к Руководству

Распространение загрязняющих веществ

Прогнозирование возможного распространения загрязняющих или опасных веществ в водном пространстве должно выполняться с учетом региональных особенностей (например, географических, гидрометеорологических, экологических) и дислокации источников загрязнения.

Целью прогнозирования является определение возможных масштабов распространения загрязняющих или опасных веществ, степени их негативного влияния на население и объекты его жизнеобеспечения, на объекты производственной и социальной сферы, а также на объекты окружающей природной среды границ районов повышенной опасности.

Прогнозирование последствий аварий и обусловленных ими вторичных чрезвычайных ситуаций осуществляется относительно последствий максимально возможных аварий на основании оценки риска с учетом неблагоприятных гидрометеорологических условий, времени года, суток, экологических особенностей и характера использования акваторий.

При поступлении загрязняющих и/или опасных веществ в морскую среду применяются различные методы прогноза возможного их распространения. Рекомендуется различать вещества, образующие пленочные (поверхностные) загрязнения и в основном перемещающиеся по водной поверхности благодаря ветру, волнам и течениям, и вещества, которые хорошо растворяются в воде, имеют нейтральную или отрицательную плавучесть.

Приближенную оценку площади загрязненной водной поверхности (в условиях штиля) для разливов нефти и нефтепродуктов рекомендуется производить по формуле (9-1):

$$S_р = V_р/0{,}003, \qquad (9\text{-}1)$$

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

где $V_р$ — объем разлившейся нефти, попавшей в водные объекты, м^3;

$S_р$ — площадь загрязненной водной поверхности, м^2 (если площадь зеркала водоема $S_в < S_р$, то $S_р = S_в$).

Для получения комплексных результатов прогноза возможных последствий аварийных разливов рекомендуется применять моделирование с использованием сертифицированных компьютерных программ, разработанных на основе действующих нормативных правовых актов. При этом для моделирования распространения загрязнения в морской среде рекомендуется использовать качественные верифицированные гидрометеорологические данные, включая:

скорость и направление приводного ветра для учета ветрового дрейфа поверхностного загрязнения;

скорость и направление поверхностных течений для учета переноса поверхностного загрязнения течениями и учета влияния на процессы растекания и турбулентную деформацию;

скорость и направление течений водной толщи для учета переноса и размешивания растворенных веществ (или веществ с нейтральной или отрицательной плавучестью);

температуру и плотность воды для определения физико-химических характеристик вещества в морской среде;

параметры волнения для расчета характеристик естественного диспергирования и эмульгирования;

сплоченность льда и характерную толщину льдин (в случае аварий в ледовых условиях).

Приложение № 10
к Руководству

Показатели риска аварий

Оценка риска аварий для людей, обслуживающих ОПО МНГК, предполагает использование следующих показателей:

потенциальный территориальный риск — частота реализации поражающих факторов в рассматриваемой точке территории; является комплексным показателем риска, характеризующим пространственное распределение опасности по объекту и близлежащей территории;

коллективный риск — определяет ожидаемое количество пострадавших в результате аварий на объекте за определенный период времени; является количественной интегральной мерой опасности объекта;

индивидуальный риск — частота поражения отдельного индивидуума (рискующего человека) в результате воздействия исследуемых факторов опасности;

социальный риск, или *F*/N кривая — характеризует масштаб и вероятность (частоту) аварий; определяется функцией распределения потерь (ущерба), которые графически отображаются *F*/*N*-кривой;

ожидаемый ущерб — зависимость частоты возникновения сценариев аварий *F*, в которых причинен ущерб на определенном уровне потерь не менее *G* от количества этих потерь *G*; характеризует материальную тяжесть последствий (катастрофичность) реализации опасностей аварий и представляется в виде соответствующей *F*/*G*-кривой;

технический риск — применяется при анализе опасностей, связанных с отказами технических устройств, систем обнаружения утечек, автоматизированных систем управления технологическим процессом, систем противоаварийной защиты; рекомендуется анализировать технический риск, показатели которого определяются

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

соответствующими методами теории надежности технологических систем и функциональной безопасности систем ПАЗ, АСУТП.

Также рекомендуется проводить расчет максимально возможного числа потерпевших, которое определяется числом людей, оказавшихся в превалирующей зоне действия поражающих факторов (исходя из принципа «поглощения большей опасностью всех меньших опасностей»).

Результаты расчетов показателей риска могут быть представлены в виде таблицы № 10-1 и на рисунках 10-1—10-4.

Таблица № 10-1

Пример результатов оценки риска аварий на СПБУ

Показатель	Значение
Средний уровень коллективного риска на площадке СПБУ для обслуживающего персонала, чел./год:	
на стадии бурения	$3{,}6 \cdot 10^{-3}$
на стадии эксплуатации	$2{,}0 \cdot 10^{-4}$
Коллективный риск при бурении, чел./год:	
в зоне бурения	$3{,}2 \cdot 10^{-3}$
в зоне хранилищ	$2{,}6 \cdot 10^{-4}$
в ЖМ	$1{,}3 \cdot 10^{-4}$
Коллективный риск при эксплуатации, чел./год:	
в зоне бурения	$1{,}9 \cdot 10^{-4}$
в зоне хранилищ	$1{,}3 \cdot 10^{-5}$
в ЖМ	$7{,}5 \cdot 10^{-5}$
Средний уровень индивидуального риска на площадке СПБУ для обслуживающего персонала, 1/год:	
на стадии бурения	$3{,}6 \cdot 10^{-5}$
на стадии эксплуатации	$3{,}7 \cdot 10^{-6}$
Индивидуальный риск при бурении, 1/год:	
в зоне бурения	$3{,}0 \cdot 10^{-5}$
в зоне хранилищ	$9{,}0 \cdot 10^{-5}$
в ЖМ	$1{,}5 \cdot 10^{-6}$

Показатель	Значение
Индивидуальный риск при эксплуатации, 1/год:	
в зоне бурения	$1{,}5 \cdot 10^{-6}$
в зоне хранилищ	$4{,}8 \cdot 10^{-6}$
в ЖМ	$8{,}9 \cdot 10^{-8}$
Частота возникновения ситуаций с гибелью людей на СПБУ, 1/год:	
на стадии бурения	$2{,}0 \cdot 10^{-3}$
на стадии эксплуатации	$1{,}8 \cdot 10^{-4}$
Частота возникновения аварийных ситуаций, связанных с гибелью не менее 10 человек персонала, 1/год	$1{,}8 \cdot 10^{-5}$
МВКП, чел.	12

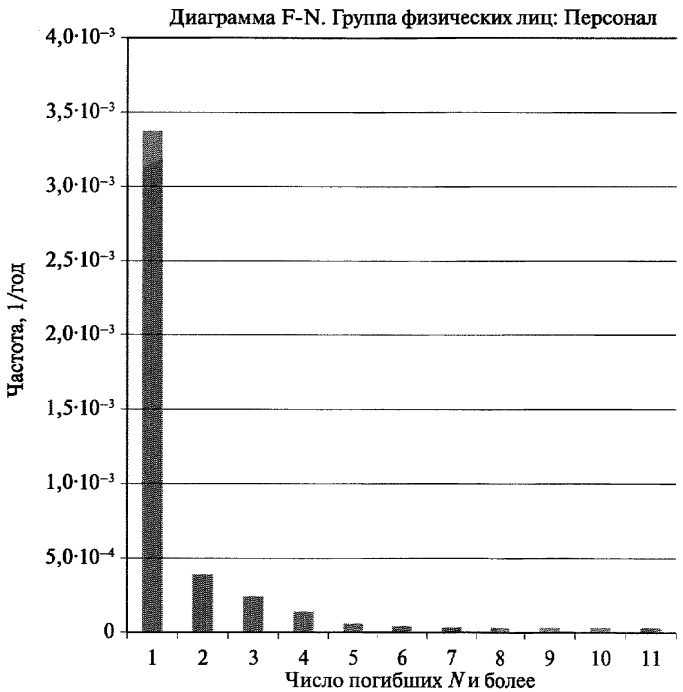

Рис. 10-1. Пример зависимости социального риска

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

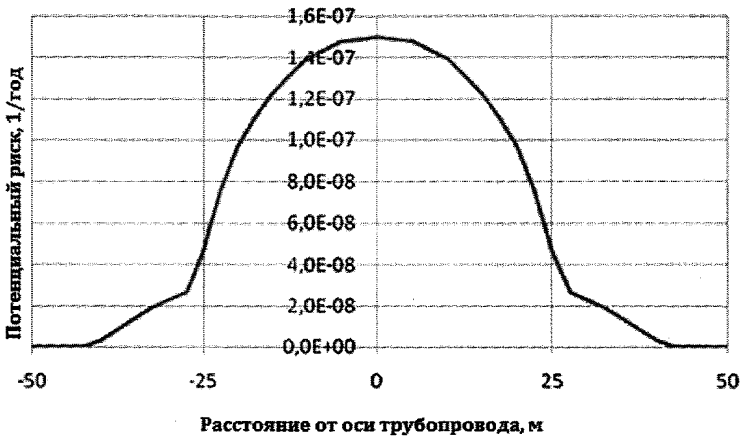

Рис. 10-2. Пример зависимости потенциального риска гибели людей при авариях от расстояния относительно оси трубопровода

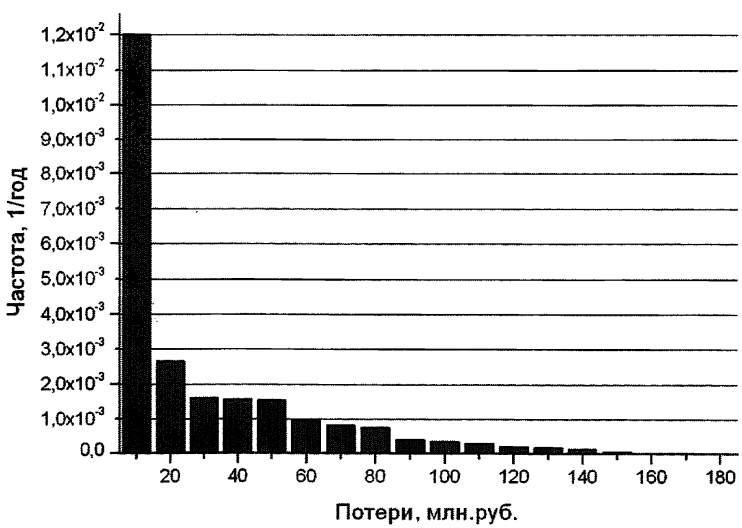

Рис. 10-3. Пример *F/G*-кривой для аварий на морском трубопроводе

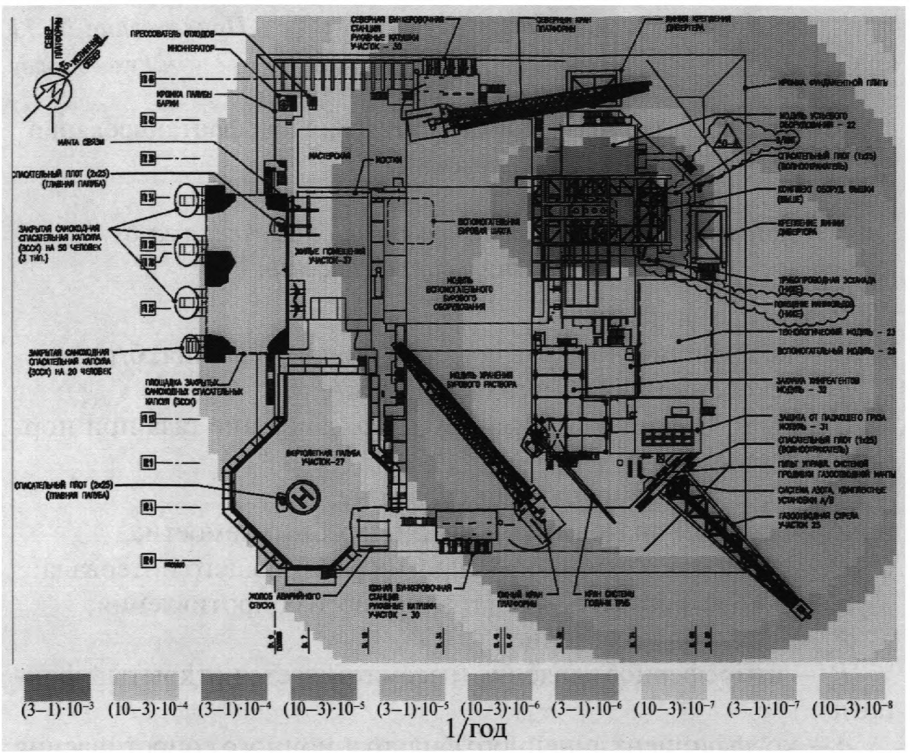

Рис. 10-4. Пример интегрального поля потенциального риска для человека на открытой площадке от возможных аварий на технологических элементах СПБУ

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Приложение № 11
к Руководству

Методика расчета интенсивности истечения при фонтанировании скважин

Методика расчета интенсивности истечения газа при фонтанировании скважин

Исходные данные:

λ — коэффициент гидравлического сопротивления, б/р;

g — ускорение свободного падения, м/с^2;

$\rho_н$, $T_н$, $P_н$ — плотность, температура, давление газа при нормальных условиях;

$T_{ср}$ — средняя температура в скважине, К;

$Z_{ср}$ — среднее значение коэффициента сжимаемости;

$P_з$ — давление в скважине напротив работающего интервала;

a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления;

$P_{пл}$ — пластовое давление;

$P_а$ — атмосферное давление (рассматривается открытый фонтан);

a — коэффициент линейного фильтрационного сопротивления скважины, кг·см^2;

b — коэффициент квадратичного фильтрационного сопротивления скважины, кг·см^2.

Геометрия секции скважины:

l_i — длина секции, м;

$d_{нар\,i}$ — наружный диаметр кольцевого пространства, м;

$d_{вн\,i}$ — внутренний диаметр кольцевого пространства, м;

$\alpha_{z\,i}$ — зенитный угол, град;

η — вязкость газа в пластовых условиях, сп.;

c — скорость звука, м/с;

κ — проницаемость пласта в окрестности скважины, дарси;

m — пористость пласта в окрестности скважины, б/р;

$h_{пл}$ — эффективная толщина пласта, м;

$z_{ср}$ — среднее значение коэффициента сжимаемости.

Искомые параметры:

$G_1(t)$ — массовый расход из скважины, кг/с.

Модель установившегося истечения из скважины. Предполагается, что по скважине и пласту движется установившийся поток газа. Массовый расход через любое поперечное сечение скважины одинаков:

$$\rho \cdot Q = \text{const}, \tag{11-1}$$

где Q — объемный расход через сечение;

ρ — средняя плотность газа в сечении.

Предполагается, что в пределах скважины канал, по которому движется газ, составлен из N-прямолинейных равнопроходных секций, каждая из которых имеет поперечное сечение кольцевой формы. Таким образом, геометрия канала определяется набором следующих параметров:

$$l_i, d_{нар\,i}, d_{вн\,i}, \alpha_{z\,i}, i = 1, 2, 3, ..., N, \tag{11-2}$$

где l_i — длина секции;

$d_{нар\,i}$ — наружный диаметр кольцевого сечения;

$d_{вн\,i}$ — внутренний диаметр;

$\alpha_{z\,i}$ — зенитный угол (угол между направлением оси секции и вертикалью).

В пределах секции справедливо уравнение количества движения:

$$\frac{d\left(\rho \cdot W^2\right)}{dl} + \frac{dP}{dl} = -\frac{\lambda_i \rho \cdot W|W|}{2d_i} + \rho \cdot g \cdot \cos\alpha_{zi}, \tag{11-3}$$

где d_i — гидравлический диаметр, вычисляемый по формуле (11-4):

$$d_i = d_{нар\,i} - d_{вн\,i}, \tag{11-4}$$

l — расстояние от устья (при фонтанировании скорость в выражении (11-3) отрицательна);

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

W — скорость газа, м/с;

P — давление газа, Па.

Предполагается, что в местах соединения секций давление изменяется непрерывным образом (потери, вызванные изменением поперечного сечения и направления потока, не учитываются).

Уравнение состояния газа записывается в обычном виде:

$$\rho = \rho_H \cdot \frac{T_H}{T} \cdot \frac{1}{Z} \cdot \frac{P}{P_H}, \qquad (11\text{-}5)$$

где $\rho_н$, $T_н$, $P_н$ — плотность, температура, давление газа при нормальных условиях.

Потери давления в пласте при стационарной фильтрации описываются следующим уравнением:

$$P_з^2 = P_{пл}^2 - a \cdot Q_н - b \cdot Q_н^2, \qquad (11\text{-}6)$$

где $P_з$ — давление в скважине напротив работающего интервала;

a, b — коэффициенты фильтрационного сопротивления;

$P_{пл}$ — пластовое давление.

Уравнение (11-6) можно рассматривать как граничное условие для системы (формулы (11-1)–(11-3)). Условие на устье имеет вид:

$$W_у = C \quad \text{при} \quad P_у > P_{ат};$$
$$P = P_{ат} \quad \text{при} \quad W_у < C, \qquad (11\text{-}7)$$

где $P_у$, $W_у$, C — давление, скорость газа и скорость звука на устье;

$P_а$ — атмосферное давление (рассматривается открытый фонтан).

Задача решается в предположении постоянства температуры и коэффициента сжимаемости:

$$Z = \text{const}, \; T = \text{const}. \qquad (11\text{-}8)$$

Задача состоит в определении дебита фонтана при заданных параметрах пласта (пластовое давление, коэффициенты фильтрационного сопротивления), геометрии ствола и параметров уравнений состо-

яния (11-1), (11-8). Рекомендуется использовать в качестве средних значений в формуле (11-8) среднеарифметические значения температуры и коэффициента сжимаемости для пластовых и устьевых условий. Решение проводится методом деления отрезка пополам. В качестве нижней границы корня принимается нулевое значение дебита. Верхняя граница определяется путем расчета забойного давления для нескольких последовательно возрастающих значений $Q_н$.

Настоящая модель залпового выброса из скважины предназначена для расчета залпового выброса, который возникнет при мгновенной разгерметизации устья закрытой скважины. Максимальный объем поступивших в атмосферу продуктов достигается в ситуации, при которой авария происходит на скважине, заполненной неподвижным газом (например, в процессе исследований скважины).

Предполагается, что скважина вертикальна и канал, по которому происходит выброс, имеет постоянное поперечное сечение. Нестационарное течение газа описывается системой уравнений, выражающих законы сохранения массы и количества движения:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial (\rho W)}{\partial t} = 0, \tag{11-9}$$

$$\rho \frac{dW}{dt} + \frac{\partial P}{dl} + g\rho \left[-1 + \frac{|W| \cdot W}{W_{gid}^{\ 2}} \right] = 0, \tag{11-10}$$

$$W_{gid} = \sqrt{\frac{2gD_{gid}}{\lambda}}. \tag{11-11}$$

Уравнение состояния принимается в виде

$$P = \rho \cdot z_{CP} \cdot R \cdot T_{CP}, \tag{11-12}$$

$$\frac{d}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + W \frac{\partial}{\partial l},$$

где t — время;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

l — длина вдоль оси ствола;
g — ускорение свободного падения;
P, W, ρ — давление, скорость и плотность газа;
λ — коэффициент гидравлического сопротивления (принимается постоянным).

В случае газоконденсатных смесей при получении уравнения состояния принимается модель гомогенного потока. Предположение о равенстве скоростей фаз позволяет определить зависимость плотности от давления и температуры по данным о контактной конденсации, которое можно аппроксимировать выражением, совпадающим по форме с уравнением состояния (11-12).

В начальный момент устье скважины закрыто, и распределение давления P_0 в неподвижном столбе газа описывается следующим уравнением:

$$-\frac{\partial P_0}{\partial l} + g\rho = 0. \qquad (11\text{-}13)$$

На забое давление в скважине совпадает с пластовым давлением:

$$P_0(l_b) = P_{\text{пл}}, \qquad (11\text{-}14)$$

где l_b — координата кровли проявляющего интервала;
$P_{\text{пл}}$ — пластовое давление в местах расположения скважин.

Пусть в момент $t = 0$ происходит мгновенная разгерметизация устья. Скорость в выходном сечении будет равна местной скорости звука, а текущий дебит вычисляется по следующей формуле:

$$Q_h = C_D \cdot W_S \cdot F_h \cdot \rho_h, \qquad (11\text{-}15)$$

где Q_h — дебит фонтана;
W_s — местная скорость звука;
F_h — площадь выходного сечения;
ρ_h — плотность флюида в выходном сечении;
C_D — коэффициент расхода, зависящий от формы выходного сечения.

Начиная с этого момента вниз по столбу газа будет передвигаться волна разрежения. Дойдя до забоя, волна, частично отразившись, перейдет в пласт, где сформируется возрастающая во времени депрессионная воронка. Для расчета выброса применяется метод смены стационарных состояний, в соответствии с которым область течения разделяется на два участка. На нижнем участке находится покоящийся столб газа, а на верхнем движется стационарный поток.

Таким образом, в приустьевой части ствола выполняются уравнения:

$$\rho FW = Q_h(t) = \text{const}, \tag{11-16}$$

$$-\frac{dP}{dl} - \frac{d\left(\rho W^2\right)}{dl} + g\rho\left[1 + \left(\frac{W}{W_{gid}}\right)^2\right] = 0. \tag{11-17}$$

На подвижной границе выполняется условие:

$$P\left(l_f, t\right) = P_0\left(l_f\right), \tag{11-18}$$

где l_f — текущее положение фронта.

Зная распределение давления по стволу, можно определить массу газа, находящегося в момент t в скважине. Из сказанного следует, что масса полностью определяется положением фронта: $M(t) = M(l_f)$. Из условия материального баланса, примененного ко всему стволу, следует уравнение перемещения фронта:

$$M' \cdot \frac{dl_f}{dt} = Q_h. \tag{11-19}$$

После того как волна достигла забоя, приходит в движение флюид в пласте. Предполагая течение симметричным относительно оси скважины, обозначим через R_f радиус границы (радиус депрессионной воронки), отделяющей область неподвижного флюида от прискважинной области, в которой поток стационарен

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

и его дебит равен мгновенному дебиту фонтана. Для вычисления R_f используется уравнение, аналогичное (11-19), в котором под M понимается масса газа в стволе и круговой области пласта, радиус которой R_0 выбран так, что на рассматриваемом интервале времени $R_f < R_0$. Чтобы определить $M(R_f)$, рассматривается задача о стационарном течении в системе «скважина — пласт», удовлетворяющем условию на устье (11-15) и условию на подвижном контуре:

$$P\left(R_f, t\right) = P_{\text{пл}}. \qquad (11\text{-}20)$$

Кроме того, выполняются условие сопряжения (непрерывное изменение давления) и условие массового расхода при переходе от пласта к скважине.

Методика расчета интенсивности истечения жидкости при фонтанировании скважин

Скважина представляется как совокупность цилиндрических каналов переменного диаметра, состыкованных последовательно торец к торцу. Скважина может иметь произвольный угол наклона к вертикали на различных своих участках.

Рассматривается случай стационарного истечения. Движение флюида в такой скважине описывается уравнением сохранения импульса в предположении изотермичности потока:

$$\frac{d\left(\rho \cdot U^2\right)}{dx} + \frac{dP}{dx} = -\frac{\lambda \rho \cdot U|U|}{2d(x)} + \rho \cdot g \cdot \cos\left(\alpha(x)\right), \qquad (11\text{-}21)$$

где ρ — плотность флюида;
U — скорость флюида;
x — расстояние от конечной точки скважины;
P — давление по длине скважины;
α — угол отклонения скважины от горизонтали;
λ — коэффициент трения;
$d(x)$ — внутренний диаметр канала.

Граничными условиями для данного уравнения служат давления в пласте и в ОС (1 атм.).

Уравнение движения флюида замыкается двумя соотношениями:

уравнением состояния;

соотношением для определения трения.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

Приложение № 12
к Руководству
Таблица № 12-1

Нормативные правовые и правовые акты для оценки возможных последствий аварий

Назначение	Документ
1. Расчет концентрационных полей при рассеивании и дрейфе облаков ТВС в поле ветра, расчет размеров зон поражения при пожаре-вспышке (сгорании) дрейфующего облака ТВС, определение массы опасного вещества во взрывоопасных пределах	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 г. № 96 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Российской Федерации 16 апреля 2013 г., регистрационный № 28138). Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утверждено приказом Ростехнадзора от 27 декабря 2013 г. № 646. Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ», утверждено приказом Ростехнадзора от 20 апреля 2015 г. № 158
2. Расчет параметров ударной волны, зон поражения и разрушения при воспламенении и взрыве облаков ТВС	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 г. № 96 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Российской Федерации 16 апреля 2013 г., регистрационный № 28138). Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей», утверждено приказом Ростехнадзора от 20 апреля 2015 г. № 159

Назначение	Документ
3. Определение параметров воздействия и зон поражения при пожаре пролива, огненном шаре, факельном горении	Руководство по безопасности «Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах», утверждено приказом МЧС России от 10 июля 2009 г. № 404
4. Расчет параметров воздействия и зон поражения при пожаре в помещениях и сооружениях	
5. Расчет параметров воздействия и зон поражения продуктами горения	

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2015

По вопросам приобретения
нормативно-технической документации
обращаться по тел./факсу
(495) 620-47-53 (многоканальный)
E-mail: ornd@safety.ru

Подписано в печать 23.10.2015. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура Times. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Объем 5,875 печ. л.
Заказ № 1023.
Тираж 40 экз.

Подготовка оригинал-макета и печать
Закрытое акционерное общество
«Научно-технический центр исследований
проблем промышленной безопасности»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

gost.e-ecolog.ru