
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ПНСТ
*(проект,
первая
редакция)*

Нефтяная и газовая промышленность
СИСТЕМЫ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

Контроль выноса песка и эрозии.
Методические указания

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его утверждения

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром 335» (ООО «Газпром 335»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от _____

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта и проведения его мониторинга установлены в ГОСТ Р 1.16-2011 (разделы 5 и 6).

Федеральный орган исполнительной власти в сфере стандартизации собирает сведения о практическом применении настоящего стандарта. Данные сведения, а также замечания и предложения по содержанию стандарта можно направить не позднее, чем за четыре месяца до истечения срока его действия разработчику настоящего стандарта по адресу: inf@gazprom335.ru и Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии по адресу: 109074, г. Москва, Китайгородский проезд, дом 7, строение 1, 5 подъезд.

В случае отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в ежемесячном информационном указателе "Национальные стандарты" и также будет размещена на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет.

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки	1
3	Термины и определения	2
4	Методические указания по определению выноса песка и эрозии	3
5	Контроль процесса эрозии.....	18
6	Эмпирические модели эрозии, вызванной потоком песка	25
7	Параметры модели для других сред, вызывающих эрозию	51
	Библиография	53

Введение

Настоящий предварительный стандарт разработан в составе комплекса национальных стандартов в области технологий и оборудования для подводной добычи углеводородов, устанавливающих требования к проектированию и строительству систем подводной добычи. Формирование комплекса стандартов систем подводной добычи углеводородов, в соответствии с основами национальной стандартизации и принципами гармонизации документов национальной системы стандартизации с международной, осуществляется на основе применения международных стандартов, отражающих передовой зарубежный опыт, лучшие мировые практики и современные методики проектирования.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Нефтяная и газовая промышленность

СИСТЕМЫ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

Контроль выноса песка и эрозии.
Методические указания

Petroleum and natural gas industries. Subsea production systems.
Managing sand production and erosion. Recommended practice

Срок действия — с _____
до _____

1 Область применения

Настоящий стандарт содержит требования и рекомендации, предъявляемые к организации контроля выноса песка из продуктивного пласта нефти и газа в системах подводной добычи на этапе проектирования и эксплуатации.

Применение требований настоящего стандарта должно привести к сокращению инцидентов, связанных с выносом песка из продуктивного пласта нефти и газа, которые могут нанести ущерб окружающей среде или имуществу.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ XXXXX-XXXX Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным)

стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ XXXXX-XXXX, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **углеродистая сталь** (C-steel): стали, содержащие менее 1,65 % марганца, 0,69 % кремния и 0,60% меди.

3.2 **коррозия** (corrosion): потеря материала или утрата его прочности в результате химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой.

3.3 **капельная эрозия** (droplet erosion): потеря материала или утрата его прочности в результате воздействия удара капель на поверхность материала.

3.4 **эрозия** (erosion): потеря материала или утрата его прочности в результате воздействия твердых частиц на поверхность материала.

3.5 **эрозия-коррозия** (erosion-corrosion): синергетический эффект эрозии и коррозии.

3.6 **низколегированная сталь** (low alloyed steel): сталь, содержащая марганец, кремний и медь в объеме, превышающем их содержание в углеродистой стали и/или других легирующих добавок. Общее содержание легирующих элементов не должно превышать 5 %.

3.7 **деградация материала** (material degradation): потеря материала или утрата его прочности в результате воздействия химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой или эрозионного износа под действием ударов капель и твердых частиц.

3.8 **скорость смеси** (mixture velocity): равна сумме удельных скоростей всех фаз.

3.9 **трубопроводная система** (piping system): состоит из труб для транспортировки пластовых сред и связанных изгибов, узлов, вентилях и дросселей. Общий термин охватывает насосно-компрессорную трубу, выкидные линии для транспортировки очищенных и неочищенных углеводородов.

3.10 **нержавеющая сталь** (stainless steel): сплав стали с содержанием хрома более 12 % (по весу).

3.11 стальной каркас (steel carcass): внутренняя стальная часть гибких труб, используемый в гибких трубах для транспортировки углеводородов, выполненная в виде гофры или замкнутых друг с другом звеньев.

3.12 удельная скорость (superficial velocity): скорость течения одной фазы в трубопроводе при условии, что другие фазы как будто отсутствуют.

4 Методические указания по определению выноса песка и эрозии

4.1 Основные положения

В данном разделе описываются применяемые практики контроля выноса песка для подводного, надводного и берегового оборудования систем подводной добычи, приведенные в [1]. В дополнение к общим руководящим указаниям, приведенным в настоящем стандарте, для контроля выноса песка также должны учитываться действующие нормативно-технические документы.

Стратегия контроля выноса песка рассматривает следующие ключевые вопросы:

- поток выносимого песка;
- последствия выноса песка;
- принципы приемлемости и контроля выноса песка;
- цели и факторы успеха;
- допустимые уровни выноса песка и проявления эрозии;
- оценка риска;
- меры безопасности;
- реализация стратегии;
- требования к обучению;
- оптимизация добычи;
- мониторинг и контроль состояния;
- отчет о состоянии системы и пересмотр стратегии.

В качестве первого принципа стратегия контроля выноса песка должна учитывать все системы, которые могут подвергаться воздействию выноса из скважины твердых частиц. Необходимо учитывать, как пассивные, так и активные средства контроля и мониторинга выноса песка и связанных с ним последствий.

4.2 Последствия выноса песка

Вынос песка может иметь значительные последствия как для добычи углеводородов, так и для объектов месторождения. Основные типы отказов связаны с эрозией, скоплением песка, закупориванием или загрязнением песком. Для большинства нефтяных и газовых месторождений, песок из пласта является неизбежным побочным продуктом. Мониторинг и контроль выноса песка важны по следующим причинам:

- песок может привести к повреждению компонентов скважины, таких как противопесочные фильтры, насосно-компрессорные трубы, забойный и/или подземный клапан-отсекатель или погружные электрические насосы;
- песок может привести к эрозии в системе трубопроводов и ее компонентах, которая, если ее не обнаружить, может привести к потере герметичности;
- песок может привести к эрозии систем продувки во время аварийного сброса давления или непреднамеренной маршрутизации добытого из скважины углеводорода в газожидкостный сепаратор.
- особое внимание следует уделять ограничителям потока (вентилей и дроссели) и трубной системе сразу после них в связи с потенциально высокой скоростью газа в результате разницы давлений. Следует учитывать тонкие стенки факельной системы;
- песок может скапливаться в стволе скважины, если из скважины извлекают нефть со скоростью, ниже скорости подъема песка, что в конечном счете, приводит к забиванию скважины песком и необходимости ее ремонта;
- скопление песка в производственных линиях может влиять на скорость коррозии, вызывать сбои во время операций очистки с помощью поршней и вызывать повышенное сопротивление потоку во время эксплуатации;
- скопление песка в сепараторах может приводить к снижению эффективности разделения и выносу песка в системы, расположенные ниже по потоку, которые не рассчитаны на вынос песка или имеют низкую стойкость к нему;
- воздействие песка может сказаться на работе контрольно-измерительных приборов, потенциально влияя на важные для обеспечения безопасности системы аварийного останова или регулирования давления;
- необходимость удаления песка из сепараторов, может привести к незапланированному прекращению добычи;

- закачка сепарированной воды, содержащей песок, обратно в пласт может привести к эрозии трубопроводов и компонентов или к снижению поглощающей способности скважины;
- скопление песка в запорной и регулирующей арматуре может ухудшить работу арматуры из-за увеличения трения или вовсе заблокировать ее работу;
- песок может повредить насосное оборудование;
- для не коррозионностойких материалов даже умеренный вынос песка может развить ускоренную потоком коррозию.

4.3 Потенциал выноса песка

Возможность высвобождения частиц песка и их вынос из пласта в ствол скважины определяется рядом сложных факторов, требующих экспертной оценки специалистов по нефтеносным коллекторам, и инженеров по закачиванию. Возможность выноса песка оценивается по сведениям, полученным на этапе разработки проекта скважины, однако эта информация связана со значительной неопределенностью.

Различные формации имеют разную механическую прочность. Прочность породы характеризуется уровнем сцепления, который описывает насколько хорошо частицы песка скреплены между собой. Прочность горной породы обычно определяется с помощью анализа проб породы и потенциал выноса песка оценивается для всего срока службы месторождения с учетом запланированной стратегии добычи. Следует отметить, что пробы породы, взятые из разведочных скважин, могут отличаться от породы последующих добывающих скважин. Объем выноса песка также зависит от используемой стратегии добычи на протяжении срока службы месторождения. Снижение в коллекторе порового давления вызывает рост нагрузки со стороны вышележащей толщи скальных пород, что, в свою очередь, приводит к повышению вероятности разрушения горной породы и формированию зерен песка. Это объясняет, почему вынос песка часто проявляется в конце жизненного цикла скважины или при добыче с низким давлением.

Вода увеличивает поток песка в скважину из-за более низкого поверхностного натяжения между песком и водой по сравнению с поверхностным натяжением между песком и углеводородами, что может привести к увеличению мобильности песка. Начало выноса песка поэтому часто совпадает с началом обводнения скважины.

Быстрые переходные процессы в режиме добычи также могут негативно влиять на породу вблизи ствола скважины, приводя к повышению выноса песка и поэтому должны быть, насколько это возможно, исключены.

4.4 Принципы приемлемости и контроля выноса песка

Применение принципа нулевого выноса песка во многих случаях будет накладывать значительные ограничения на процесс добычи на месторождении или может привести к преждевременному закрытию скважины. По этой причине стратегия контроля выноса песка должна основываться на сочетании минимизации выноса песка и последствий его воздействия (там, где это экономически и практически целесообразно). Допуская определенный уровень потока песка, который можно безопасно и эффективно контролировать, можно значительно увеличить потенциал добычи месторождения.

Управление выносом песка означает допустимость определенного потока песка из отдельных скважин, а также в общем потоке в зависимости от последствий для целостности и/или работоспособности оборудования. Это позволяет оптимизировать добычу из отдельных скважин и подсистем, тем самым исключая ненужные ограничения без снижения безопасности и надежности системы.

Для заданного сочетания проекта месторождения и условий эксплуатации, допустимый уровень выноса песка будет ограничен двумя факторами:

- приемлемой скоростью эрозионного износа (выработка запаса толщины стенок на эрозию) стенок трубопроводов и других компонентов;
- пропускной способностью (допустимый поток песка) систем очистки и утилизации.

Необходимыми условиями для применения данной стратегии является наличие на месторождении системы непрерывного оперативного контроля условий эксплуатации и выноса песка и оборудования для очистки и удаления песка в технологической системе. Применение принципа допустимого уровня выноса песка требует анализа рисков, когда критерии по допустимому уровню последствий выноса песка обозначены и отслеживаются по 4.7.

Стратегия контроля выноса песка должна быть выработана на ранней стадии разработки месторождения для обеспечения выбора типа оборудования, измерительных приборов для оперативного контроля выноса песка и оборудования для сепарации и утилизации песка. Стратегия должна содержать в себе методы контроля за выносом песка из скважины, а также надлежащие меры обеспечения

безопасности для управления рисками. Стратегия также должна быть согласована с системой управления целостностью всего добывающего оборудования.

4.5 Цели и факторы успеха

Цели стратегии контроля выноса песка должны определяться и регулярно проверяться для того, чтобы:

- не допустить утечки нефтепродуктов в окружающую среду из-за неисправностей и аварий, вызванных эрозией;
- не допустить отказов оборудования, вызванных эрозией, приводящих к незапланированным отключениям или техобслуживанию, ремонту или заменам оборудования;
- обеспечить ограниченные (приемлемые) нарушения режима работы, вызванные эрозией, скоплением, чисткой и утилизацией песка;
- обеспечить соответствие качества утилизируемой пластовой воды/песка требованиям эксплуатирующей компании и органами, отвечающими за экологическую безопасность;
- увеличить дебит месторождения (не применяя ненужных ограничений, связанных с выносом песка).

Для успешного использования и следования выбранной стратегии необходимо иметь:

- высокий уровень знаний в области организации структуры месторождения, связанный с учетом последствий выноса песка;
- четко определенные обязанности и зоны ответственности, связанные с выполнением требований мер обеспечения безопасности;
- понятные критерии управления, связанные с допустимым уровнем выноса песка для отдельных скважин и систем;
- системы контроля и отчетности по влиянию совместных условий эксплуатации и выноса песка, установленные на месторождении;
- подтвержденное соответствие данных систем контроля последствий выноса песка (эрозии и осаждения) и результатов инспекционных проверок и техобслуживания, позволяющих создать уверенность в работоспособности выбранной стратегии.

4.6 Допуски и критерии приемлемости

4.6.1 Применяемые критерии

Выбранная стратегия должна основываться на конкретном проекте системы, стратегии разработки месторождения и его эксплуатации. Все вышеуказанное для стратегии должно быть определено до выполнения оценки рисков (подраздел 4.7) и должно учитывать как минимум следующее:

- состояние пласта-коллектора и спланированную стратегию добычи;
- прочность горной породы, слагающей пласт, ожидаемый уровень выноса песка и стратегии контроля выноса песка;
- характеристику песка, гранулометрический состав и фракцию сред, вызывающих эрозию;
- общую планировку месторождения с учетом подземного, подводного и палубного или берегового оборудования, начиная от нижнего заканчивания скважины и до сепараторов, после которых поток можно считать свободным от твердых частиц;
- технические условия для трубопроводной системы, манифольдов, коллекторов, выкидных линий и компонентов относительно геометрического расположения, размера и допустимого эрозийного износа;
- технологические условия;
- способность системы обрабатывать поток песка, с учетом методов удаления песка, чистки и его утилизации;
- границы безопасности для допустимых уровней выноса песка для добывающих скважин, трубопроводов и линий сброса;
- срок эксплуатации месторождения с учетом возможных планов его увеличения;
- используемые меры обеспечения безопасности, относящиеся к проектированию, процедурам и контрольно-измерительным приборам для контроля выноса песка и его последствий;
- опыт работы;
- запланированные изменения в будущем с учетом новой врезки или изменением технологических условий;
- организационная структура месторождения и распределение ответственности;
- особые требования компании;
- нормы и правила эксплуатации месторождений.

4.6.2 Допустимый уровень эрозии

С практической точки зрения сложно реализовать добычу углеводородов с нулевым допустимым уровнем эрозии. Поэтому целесообразно указать допустимый уровень эрозии. Приемлемая скорость эрозии (например, в мм/год) должна учитывать предполагаемый срок эксплуатации оборудования, а также сложность и расходы на ремонт или замену оборудования.

Для стальных труб запас толщины стенки на эрозию следует выбрать из следующих вариантов:

- минимально допустимый запас на износ стенки в 0,5 мм (1/50") равный типовой погрешности измерений переносного ультразвукового оборудования для измерений толщины стенок;
- запас на износ стенки в соответствии с классом труб;
- приемлемое поглощение запаса толщины стенки на коррозию или слоя наплавки коррозионно-стойкого сплава, указанное в технических характеристиках труб. Для того чтобы знать, в какой степени запас на коррозию можно использовать как запас на эрозию, необходимо учитывать качество технического обслуживания трубопроводов (в плане обеспечения антикоррозионной защиты). Для компонентов с внутренней наплавкой коррозионно-стойкого сплава запас на эрозию стенки можно задать как долю толщины слоя наплавки;
- запас на износ стенки, устанавливаемый на основе требований минимально допустимой толщины стенок в соответствии с указанным номинальным давлением в системе (с этой целью требуется проведение анализа напряжений в трубах);
- уменьшение номинальных проектных характеристик системы (например, уменьшение допустимого уровня давления) для увеличения запаса на эрозию следует рассматривать как последнюю из возможных мер, которая должна быть подвергнута тщательной оценке с учетом работы системы в будущем.

Для некоторых компонентов особые требования запаса на эрозию стенки должен предоставить поставщик с учетом возможных последствий для функциональности системы, ее рабочих характеристик или герметичности. Например, у расходомеров эрозия может влиять на точность показаний, для дроссельных вентилей эрозия может влиять на управляемость; а для циклонных блоков сепараторов эрозия может влиять на эффективность разделения.

4.6.3 Способность к сепарации песка

Для сведения к минимуму технологических сбоев и снижения эрозии, песок необходимо отделять как можно раньше от технологического потока. В большинстве

случаев для этого применяют входной сепаратор для технологической линии. Стандартный метод предполагает отделение песка от жидкой фазы с помощью гравитации и его скопление в нижней части сепаратора (Рисунок 1). Приемлемое скопление песка (перед его удалением) зависит от ряда факторов, таких как эффективность сепаратора, используемый метод удаления и вынос песка в системы, находящихся ниже по потоку после сепаратора. Во многих случаях вынос мелких частиц в системы, находящиеся ниже по потоку, исключить полностью невозможно и этот вынос необходимо контролировать, а возможные последствия выноса — оценить.

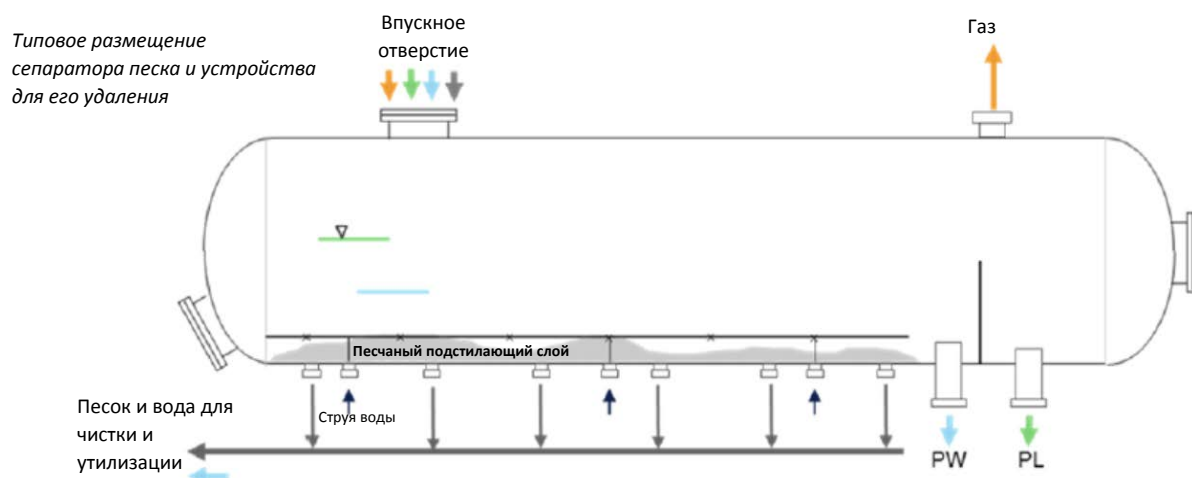


Рисунок 1 - Типичное осаждение песка в горизонтальном технологическом сосуда с традиционной системой удаления песка

Общие требования к системе по удалению песка из технологических емкостей приводятся в разделе 5.2.4.4 стандарта NORSOK P100 [3].

Для технологических емкостей, из которых требуется удалять песок вручную, поток песка не должен приводить к переполнению емкости между плановыми интервалами удаления песка. Удаление вручную в большинстве случаев требует остановки технологического процесса, что значительно влияет на коэффициент доступности добычи. Из опыта работы известно, что допустимый суммарный объем скопившегося песка обычно составляет 1-3 м³ и зависит от объема емкости, ее конфигурации и режима эксплуатации. При условии типичных интервалов в 3 года между крупномасштабным техническим обслуживанием (опорожнение сепаратора) это означает, что максимальный поток песка, равный 1 м³/год является допустимым. Это эквивалентно примерно 2 тоннам влажного песка.

Для технологических емкостей с полностью или частично автоматизированными системами удаления песка пропускная способность может

быть определена из приемлемого объема скопившегося песка, частоты и периодичности его удаления. Интервалы между удалениями песка обычно составляют от нескольких дней до нескольких недель, в зависимости от фактического потока песка. Следует учитывать загрязнение воды, закачиваемой обратно в пласт в процессе удаления песка (промывки) сепараторов. В процессе эксплуатации интервал между удалениями песка должен быть оптимизирован на основании опыта, также длительность интервала может меняться на протяжении жизненного цикла месторождения. Частично или полностью автоматизированные системы удаления песка значительно повышают допустимые уровни потока песка. Из опыта эксплуатации известно, что поток песка до 100 м³/год может быть безопасным образом удален с помощью одного сепаратора.

При наличии практической и экономической целесообразности установка сепараторов песка на устьевой елке или врезанного в трубопровод может существенно сократить скорость накопления песка на сепараторе, тем самым снижая негативные последствия, связанные с необходимостью удаления песка и технологическими сбоями.

4.7 Оценка риска

Основой стратегии контроля выноса песка является оценка риска для установления угроз и возможностей, связанных с работой в условиях выноса песка. Цель оценки риска состоит в обеспечении достаточных, эффективных и управляемых средств обеспечения безопасности на месте эксплуатации, позволяющих подготовиться к возникновению выноса песка, обнаружить и контролировать его.

На стадии проектирования оценка риска может быть ограничена верхним допустимым уровнем, учитывающим вероятность возникновения эрозии и требованиями к возможному уровню потока песка. На ранней стадии стратегия контроля потока песка связана с принятием решения о:

- необходимости контроля выноса песка;
- выборе размера выкидных линий, трубопроводов и других компонентов;
- необходимости контрольно-измерительных приборов для контроля выноса песка и эрозии;
- структуре системы удаления, очистки и утилизации песка из технологических систем.

Для фазы эксплуатации оценка риска должна выполняться специализированными рабочими группами по контролю выноса песка и включать представителей соответствующих дисциплин по организации эксплуатации. Следует подчеркнуть, что успешная реализация стратегии контроля выноса песка требует использования междисциплинарного подхода.

4.7.1 Классы эрозионного износа

Деление на классы эрозионного износа для трубопровода может быть выполнено на основе расчетов скоростей потока, учитывая, что скорости потока определяют порядок скорости эрозии. Класс эрозионного износа для трубопровода выполняет роль простого показателя подверженности системы к эрозии. В действительности, точный размер и геометрическая форма компонентов трубопровода вместе с размером и потоком частиц, а также свойствами флюида (такими как плотность и вязкость) будут влиять на фактическую вероятность возникновения эрозии под воздействием песка.

Скорость объемного потока можно получить из информационной системы управления добычей или рассчитать с помощью упрощенной модели нефти (пункт 6.4.2), используя рассчитанные или измеренные скорости фаз, рабочего давления и температуры.

Классы эрозии, приведенные в Таблице 1, можно использовать для оценки того, могут ли определенные рабочие условия для заданной системы трубопровода привести к возникновению эрозии. Относительный потенциал эрозии показывает во сколько раз возрастает эрозионный износ вследствие возрастания скорости потока.

При увеличении скорости объемного потока с класса эрозии 1 до класса 3 ожидаемая эрозия при одинаковом потоке песка возрастает в 100 раз. Аналогичным образом, если скорость потока повышается до класса эрозии 6, вероятность возникновения эрозии возрастает в 5000 раз. Другими словами, объем песка, требуемый для того, чтобы вызвать аналогичное эрозионное разрушение в трубопроводной системе, работающей в классе эрозии 6, в 5000 раз меньше, чем для системы, работающей в классе эрозии 1. Относительная вероятность возникновения эрозии приводится для средней скорости в каждом из интервалов скоростей.

Таблица 1 - Классы эрозионного износа

Класс	Скорость потока (м/с)	Вероятность эрозии	Относительная вероятность	Описание
6	50-70	Чрезвычайно высокая	5000	Система должна эксплуатироваться практически при полном отсутствии песка. На месте эксплуатации должны быть установлены средства оперативного контроля выноса песка
5	30-50	Очень высокая	1500	Допустимый уровень выноса песка ограничен риском эрозионного износа
4	20-30	Высокая	500	Допустимый уровень выноса песка в большинстве случаев ограничен риском эрозионного износа, а не вместимостью сепараторов песка
3	10-20	Средняя	100	Допустимый уровень выноса песка ограничен уровнем эрозионного износа и вместимостью сепараторов песка
2	5-10	Низкая	25	Для возникновения эрозии требуется большой объем песка. Допустимый уровень выноса песка будет ограничен вместимостью сепараторов песка
1	0-5	Чрезвычайно низкая	1	Воздействием простой эрозии, т. е. без учета любой ускоренной потоком коррозии, можно пренебречь для возможных на практике потоков песка
¹⁾ Относительная вероятность возникновения эрозии приводится для средней скорости в каждом из интервалов скоростей				

4.7.2 Оценка риска и разделение на категории

Оценка риска и разделение на категории опасности должны быть выполнены с помощью подразделения системы на подсистемы, что считается удобным для оператора и с точки зрения ответственности по разным дисциплинам. Типовое разделение системы приведено ниже в качестве примера:

- нижнее заканчивание скважины с учетом противопесочных фильтров, насосно-компрессорной трубы или иных компонентов управлением потока;
- забойный предохранительный клапан;
- забойные искусственные системы подъема (система газлифта, погружные насосы);
- фонтанная арматура и вентили;
- трубопровод и компоненты между фонтанной арматурой и манифольдом;
- дроссельный клапан;

- контрольно-измерительные приборы;
- манифольды;
- выкидные линии и райзеры;
- бустерные системы для потока неочищенного продукта;
- трубопровод между манифольдом и первой технологической емкостью;
- технологические емкости (сепараторы) и внутренние элементы;
- система для транспортировки пластовой воды из сепараторов, трубопровода и его частей;
- система для транспортировки добытых нефтепродуктов из технологических емкостей, трубопровода и его частей;
- системы продувки и коллекторы выравнивающего типа;
- системы нагнетания воды в пласт и ее компоненты;
- важные для обеспечения безопасности контрольно-измерительные приборы.

Для каждой подсистемы оценка риска, связанного с выносом песка, должна качественно выполняться с учетом категорий риска, представленных в приведенной ниже Таблице 2.

Таблица 2 - Категории риска

Риск	Определение
Высокий	Риск, вызванный выносом песка, нарушает допустимые критерии, стандарты или нормативы. Система не может работать без изменений ее параметров, порядка выполнения работ или без дополнительных мер обеспечения безопасности
Средний	Приемлемый уровень риска. Дополнительный оперативный контроль или дополнительные меры обеспечения безопасности должны быть применены оператором
Низкий	Низкий уровень риска с текущим порядком выполнения работ и используемых мер обеспечения безопасности

Оценка риска должна учитывать:

- критически важные для системы функции;
- последствия каждого типа сбоя, связанного с выносом песка;
- критерий приемлемости, связанный с сохранением герметичности, функционирования, работоспособности и производительности;
- меры обеспечения безопасности — меры снижения уровня риска;
- уровень риска с активными мерами обеспечения безопасности и без них.

Риск, вызванный выносом песка, должен быть оценен как со средствами обеспечения безопасности, так и без них, чтобы подчеркнуть важность использования активных и пассивных средств обеспечения безопасности.

4.8 Меры обеспечения безопасности

Возможные средства контроля выноса песка и управления его последствиями в допустимых пределах перечислены ниже и далее будут приведены в Приложении А:

- борьба с выносом песка с помощью механических средств;
- оптимизация искусственных механизмов подъема;
- периодические испытания важных для безопасности вентиляей;
- непрерывный контроль выноса песка;
- выборочные проверки выноса песка (направление потока из скважины в тестовый сепаратор или в ловушки для песка);
- моделирование эрозии;
- непрерывный контроль эрозии (например, с помощью образца-свидетеля эрозии);
- контроль с помощью расчетов; контроль скоростей потока;
- контроль состояния дросселя и его работы;
- контроль скопления песка в технологических емкостях;
- фильтры удаления песка в потоке или в устье скважины;
- удаление песка из технологических емкостей;
- контроль скоростей потока для жидких фаз;
- чистка внутренней части труб внутрипромысловых выкидных линий; скребками (механическая или гидравлическая);
- неразрушающий контроль в рабочем режиме;
- инспекции.

Следует отметить, что некоторые средства обеспечения безопасности являются обязательными при проектировании системы (пассивные), а остальные требуют непрерывной проверки (активные). Важность, осуществимость и эффективность отдельных средств безопасности необходимо оценить в индивидуальном порядке как часть оценки риска.

4.9 Реализация стратегии

Стратегия контроля выноса песка должна включать в себя руководство по контролю выноса песка, которое обеспечивает описание действий и ответственности, относящихся к проверке важных мер безопасности, указанных в

оценке риска. Определение лица/группы, ответственных за каждое действие, должно быть максимально простым и конкретным, чтобы избежать размывания ответственности.

Руководство по контролю выноса песка должно выполнять роль практических руководящих указаний в ежедневной работе. Должны быть подготовлены подробные рекомендации, которые обеспечивали бы правильное и эффективное выполнение указанных действий, отчетность и взаимодействие между исполнителями. Там, где это целесообразно, должна быть указана ссылка на соответствующие процедуры выполнения операций.

4.10 Требования к обучению

Решение по обучению персонала должно приниматься в соответствии с разными видами деятельности и ответственностью определенного персонала, как это описано в руководстве по контролю содержания песка. Общее описание определенной вероятности проявления и стратегии управления выносом песка должно быть включено как часть этого обучения.

4.11 Ответность и пересмотр стратегии

4.11.1 Ответность

Ответность о состоянии контроля выноса песка должна быть установлена с периодичностью в 12 месяцев. Целью данных отчетов является выявление, сообщение и выполнение необходимых действий по корректировке стратегии или ее использования:

- подтвердить, что стратегия контроля выноса песка выполнена за отчетный период;
- предоставить информацию (входные данные) для планирования проверок;
- гарантировать, что изменения в системе добычи или эксплуатационных условиях, относящихся к следующему периоду, были определены и включены в стратегию контроля выноса песка;
- предоставить исходные данные для оптимизации процесса добычи, учитывая любые ограничения, накладываемые выносом песка;
- собрать информацию о любых инцидентах/сбоях, связанных с выносом песка за последний период работы.

4.11.2 Пересмотр стратегии

Стратегия контроля выноса песка должна периодически проверяться и корректироваться, например, раз в год. По завершении отчетного периода должны

применяться соответствующие корректирующие действия, если произошли следующие события (в виде заполнения контрольного листа):

- эрозия трубопроводных систем или их компонентов привела к потере герметичности (протечка наружу);
- эрозия привела к чрезмерно высокой выработке запаса на эрозию, установленной при инспекционном контроле;
- эрозия привела к незапланированной замене компонентов;
- наблюдались неприемлемые технологические сбои, вызванные при промывке трубопроводов, чистке или утилизации песка;
- наблюдались существенные и частые нарушения качества пластовой воды;
- наблюдалось нарушение допустимого содержания нефти в утилизируемом песке;
- системы контроля выноса песка не откалиброваны согласно плану;
- потенциальный уровень добычи сильно ограничен выносом песка;
- другие выявленные проблемы, не приведенные выше.

Относительно следующего 12-месячного периода, должны уточняться следующие вопросы (в виде контрольного листа), а в случае утвердительного ответа должны определяться соответствующие корректирующие действия:

- разработка схемы врезки нового добывающего оборудования;
- изменения существующего добывающего оборудования, каких как трубы, вентили, КИП, дроссели будут реализованы в следующий период;
- к следующему периоду будут существенно изменены технологические условия добычи (давление, содержание воды, газовый фактор);
- выявлены сбои в работе внутрискважинных противопесочных фильтров или наблюдается значительное увеличение выноса песка;
- изменение критериев оценки, например, снижение номинальных рабочих характеристик оборудования с повышением допуска;
- изменение установленных процедур контроля выноса песка из скважины.

Стратегия контроля содержания песка при необходимости должна обновляться с использованием результатов проверок и анализа.

5 Контроль процесса эрозии

5.1 Основные положения

Выбор материалов и габаритов труб осуществляется для получения необходимой прочности, функциональных характеристик и срока службы при определенных производственных условиях. Потеря исходных характеристик материалов под воздействием коррозии, эрозии, либо их совместного действия могут постепенно привести к потере целостности трубопроводной системы. Потеря материала и его исходных характеристик в общем случае зависит от параметров добычи; т. е. от уровня добычи, давления и температуры, а также присутствия агрессивных компонентов среды и эрозии под действием твердых частиц. Скорость коррозии/эрозии может также сильно зависеть от материала трубы.

Износ системы трубопроводов в большинстве случаев не может быть полностью устранен, но ухудшение свойств материала или его износ может допускаться в определенной степени и контролируемым образом. При надлежащем выборе габаритов, подходящих материалов, применении ингибиторов или других снижающих скорость коррозии/эрозии мерах и/или применении запаса на коррозию/эрозию, система при выполнении установленных требований может оставаться работоспособной. Выбор подобных мер может, однако, быть связан с высокими затратами.

В этом разделе приводится описание теории эрозии твердыми частицами, которая дает основу для разработки эмпирических моделей эрозии, описанных в Разделе 6.

5.1.1 Таблица используемых обозначений

В Таблице 3 приведены используемые с данным разделе математические обозначения.

Таблица 3 – Математические обозначения

Символ	Описание	Единицы измерения
A	безразмерный параметр группы	[-]
A_t	площадь, подвергаемая эрозии	$[м^2]$
A_{pipe}	площадь поперечного сечения трубы	$[м^2]$
A_{ratio}	соотношение площадей поперечного сечения в конфузоре	[-]
b	зависимость от Re	[-]
C_1	модельный/геометрический фактор	[-]

Символ	Описание	Единицы измерения
C_2	коэффициент поправки на размер частиц	[-]
C_{unit}	коэффициент преобразования единиц измерения (м/с ~ мм/год)	[-]
c	функция зависимости от Re	[-]
D	внутренний диаметр трубы	[м]
d_p	диаметр частицы	[м]
$d_{p,c}$	критический диаметр частицы	[м]
E	фактическая потеря толщины стенки	[м]
E_m	фактическая скорость потери материала	[кг/с]
$E_{m,m}$	удельная скорость потери материала	[кг/кг]
E_L	фактическая скорость потери толщины поверхности	[м/с]
$E_{L,m}$	удельная потеря толщины поверхности	[м/кг]
$E_{L,y}$	ежегодная потеря толщины поверхности	[мм/год]
$E_{L,measured}$	измеренная потеря толщины поверхности	[мм/год]
$F(\alpha)$	функция, характеризующая пластичность материала	[-]
G	функция поправки на диаметр частицы	[-]
h	высота усиления сварного шва	[м]
K	постоянная эрозии материала	[(м/с)-n]
k	постоянная материала	
m_g	массовый расход газа в трубе	[кг/с]
m_l	массовый расход жидкости в трубе	[кг/с]
M_p	масса песка	[кг]
m_p	массовый расход песка	[кг/с]
m_m	суммарная массовая скорость флюида	[кг/с]
R	радиус кривизны, выраженный числом внутренних диаметров трубы. Началом радиуса кривизны является ось трубы	[-]
Re	число Рейнольдса	[-]
U_p	скорость при соударении частицы (равная скорости смеси пластовых сред)	[м/с]
V_{m1}, V_{m2}	скорость флюида в поперечном сечении 1 и 2 переходной муфты	[м/с]
V_g^s	удельная скорость газовой фазы в трубе	[м/с]
v_l^s	удельная скорость жидкой фазы в трубе	[м/с]
V_m	скорость смеси пластовых сред в трубе	[м/с]
α	угол удара частицы	[рад.]
$\beta = \rho_p/\rho_m$	соотношение плотностей частиц и флюида	[-]
$\gamma = d_p/D$	отношение диаметра частицы к геометрическому диаметру	[-]
μ_g	вязкость газовой фазы	[кг/мс]
μ_l	вязкость жидкой фазы	[кг/мс]
μ_m	вязкость смеси пластовых сред	[кг/мс]

Символ	Описание	Единицы измерения
n	экспонента скорости	[-]
ρ_g	плотность газовой фазы	[кг/м ³]
ρ_l	плотность жидкой фазы	[кг/м ³]
ρ_m	плотность смеси пластовых сред	[кг/м ³]
ρ_p	плотность частиц	[кг/м ³]
ρ_t	плотность материала мишени	[кг/м ³]

5.1.2 Используемые индексы

1, 2 – поперечное сечение 1 и 2;

c – критическое;

g – газ;

i – индекс;

L – длина;

l – жидкость;

m – смесь;

p – частица;

s – поверхностная;

t – материал цели;

0 – стандартные условия.

5.1.3 Частицы, вызывающие эрозию

Модели эрозии, приведенные в настоящем документе, получены и обоснованы, в основном, для кварцевого песка; однако, эти модели могут также использоваться для оценки вероятности возникновения эрозии для частиц других веществ, вызывающих эрозию. Наиболее распространенные среды, вызывающие эрозию, в нефтегазовом оборудовании, для которых можно использовать модели эрозии, приведенные в настоящем документе, описаны ниже. Для других сред, вызывающих эрозию, отличных от кварцевого песка, инструкции по применению приводятся в разделе 7.

5.1.4 Вещества, вызывающие эрозию.

Песок. Песок, выносимый из нефтегазового слоя, может варьироваться по размеру, содержанию кварца, форме и заостренности. Все эти факторы влияют на то, насколько эрозионным окажется песок для рассматриваемой поверхности. Песок определяется как частицы размером 62-2000 мкм. Эрозия твердыми частицами зависит от фракции кварцевого песка. На шкале твердости Мооса кварц имеет

твердость 7, что обеспечивает его эрозионность для широкого диапазона конструкционных материалов. Частицы, размер которых меньше 62,5 мкм, относят к категории мелких частиц. Модели эрозии, описанные в настоящем документе, ограничиваются частицами, размер которых больше 20 мкм. Мелкие частицы обычно являются менее эрозионными, чем песок, в связи с размером частиц и содержанием кварца. Частицы, размер которых ограничивается мелкими частицами, могут быть получены различными методами при борьбе с пескопроявлением в стволе скважины. Консервативно, можно считать мелкие частицы такими же эрозионными, как песок. Частицы, размер которых больше 2000 мкм, относят к категории гравия.

Барит. Барит и кальцит применяются для утяжеления бурового раствора, заканчивания и для глушения пластовых сред. На шкале твердости Мооса эти материалы имеют твердость 3, что говорит об их значительно меньшей эрозионности для стали по сравнению с частицами кварцевого песка. Характерный размер частиц при их использовании в качестве утяжеляющего материала, составляет примерно 20 мкм. Поток смеси жидкостей пластовых сред с высокой плотностью подавляет эрозионное воздействие частиц небольшого размера. Для обычных скоростей циркуляции вероятность возникновения эрозии ожидается низкой, однако, при определенных условиях сочетание высоких скоростей и большого объема утяжеляющего материала может привести к появлению эрозии.

Пропанты. Пропанты представляют собой частицы с заданными свойствами (распределение по размеру, форма), которые получают при обработке песка или создаются искусственно. Пропанты используются, например, для гидравлического разрыва пласта или для уплотнения противопесочных фильтров. В некоторых случаях пропанты могут быть вынесены назад в добычное оборудование и привести к появлению таких же проблем, как при выносе песка из пласта в скважину. Для стали пропанты могут быть такими же эрозионными, как кварцевый песок. По данным испытаний на эрозию, наблюдаются вариации и определенные различия между цельными и дроблеными пропантами.

5.1.5 Вещества, не вызывающие эрозию

Неэрозионные твердые частицы определяются как частицы, имеющие достаточно низкий уровень твердости или небольшой размер, и которые не приводят к возникновению эрозии материала как в виде поверхностной пластической деформации, так и в виде растрескивания материала. Частицы с

твердостью по шкале Мооса менее 3 можно считать не вызывающими эрозию для стали. Примерами таких частиц являются:

– Хлорид натрия. Частицы хлорида натрия (2,5 по шкале Мооса) можно считать не вызывающими эрозию для стали при скоростях объемного потока менее 100 м/с.

– Глина/илистые отложения. Частицы глины (2-2,5 по шкале Мооса) можно считать не вызывающими эрозию для стали при скоростях объемного потока менее 100 м/с.

5.2 Характер эрозионного износа

5.2.1 Модель реакции материала на эрозионное воздействие

Термин «эрозионный износ» и «эрозия» в настоящем документе определяются как потеря материала в результате ударов твердых частиц/песчинок по поверхности материала (Рисунок 2).

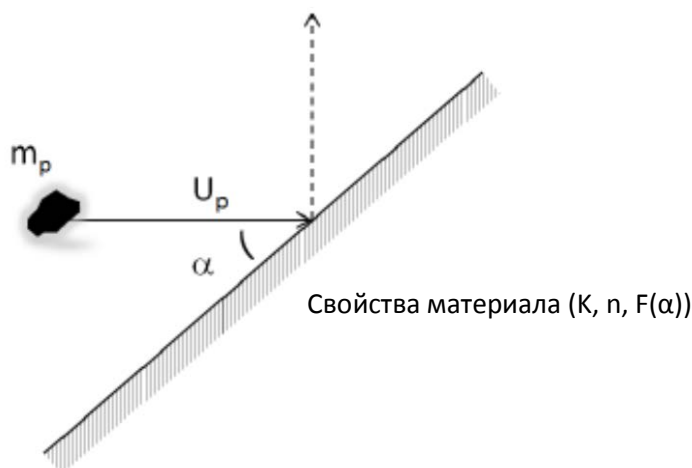


Рисунок 2 – Обозначения скорости и угла удара частицы

Эрозионный износ можно оценить с помощью следующего выражения, при условии, что известны скорости и угол удара для частиц, ударяющих по поверхности мишени (рисунок 5.1).

Удельная скорость потери материала $E_{m,m}$:

$$E_{m,m} = K \cdot U_p^n \cdot F(\alpha) \quad (5.1)$$

Фактическая скорость потери материала E_m :

$$E_m = K \cdot U_p^n \cdot F(\alpha) \cdot m_p \quad (5.2)$$

Функция $F(\alpha)$ характеризует пластичность материала. Стали различных марок обычно считаются пластичными, тогда как металлокерамика, такая как карбид вольфрама с металлической связующей, считается хрупким веществом.

Покрyтия могут быть пластичными или хрупкими в зависимости от химического состава и метода напыления. Металлические или твердые покрyтия наносятся термическим напылением, наплавлением слоя или гальваническим способом. К мягким покрyтиям относят полимерные/эпоксидные покрyтия и по своей природе они являются пластичными.

Керамика считается хрупким материалом. Скорость частицы при ударе (U_p) связана со скоростью потока посредством определенной корреляции, учитывающей скорость скольжения, или по модельным расчетам перемещения частиц. Коэффициенты материала K и n определяются по результатам испытаний для определенного материала и потока частиц, вызывающей эрозию. Коэффициенты для ряда пластичных и хрупких материалов приведены в таблице 4.

Угловая зависимость для пластичных и хрупких материалов определяется приведенным ниже соотношением и представлена графически на Рисунке 3. Пластичные материалы испытывают максимальную эрозию для углов удара в интервале от 20 до 50°. Хрупкие материалы испытывают максимальную эрозию при ударе под углом 90°, для меньших углов уровень эрозии постепенно снижается. Для большинства хрупких материалов допустима (с достаточной точностью) линейная аппроксимация функции $F(\alpha)$.

Для пластичных материалов функция $F(\alpha)$ может быть аппроксимирована следующей зависимостью:

$$F(\alpha)_{ductile} = A \cdot \left[\sin(\alpha) + B(\sin(\alpha) - \sin^2(\alpha)) \right]^k \cdot [1 - \exp(-C \cdot \alpha)] \quad (5.3)$$

$$F(\alpha) \in [0, 1] \text{ for } \alpha \in \left[0, \frac{\pi}{2} \right]$$

, где коэффициенты аппроксимации равны: $A = 0,6$; $B = 7,2$; $C = 20$; $k = 0,6$.

Для хрупких материалов $F(\alpha)$ определяется как:

$$F(\alpha)_{brittle} = \frac{2 \cdot \alpha}{\pi}; F(\alpha) \in [0, 1]; \alpha \in \left[0, \frac{\pi}{2} \right] \quad (5.4)$$

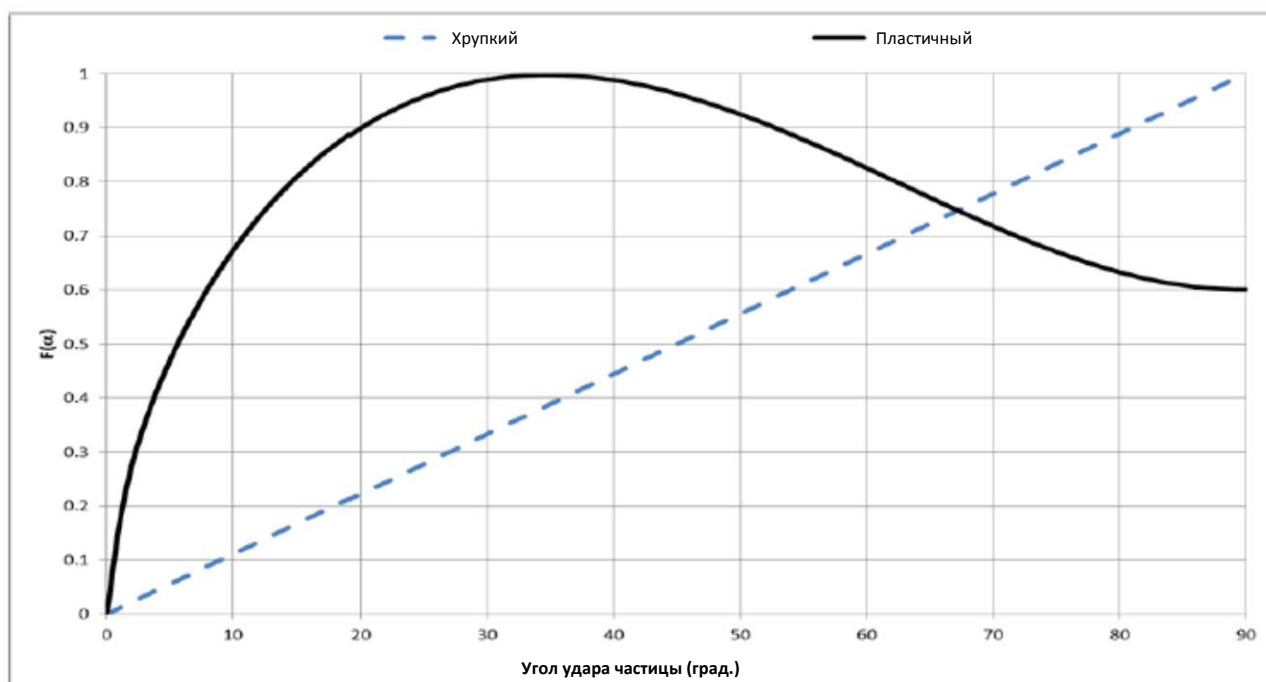


Рисунок 3 - Характерная зависимость $F(\alpha)$ для пластичных, типа стали (сплошная линия) и хрупких материалов (пунктирная) от угла удара частицы

Эрозия, вызванная потоком частиц с одинаковыми параметрами, прямо пропорциональна количеству частиц, воздействующих на поверхность, и не зависит от времени. Это справедливо, пока концентрация частиц в потоке достаточно низкая (менее 500 ppm по объему), что позволяет пренебречь взаимодействием между частицами. При этом для испытаний образцов на эрозию концентрация песка должна быть ниже 100 ppm по объему (100 см^3 песка на 1 м^3 пластового флюида).

В пределах рабочего диапазона температуры для нефтяного и газового оборудования (до 200°C), изменением скорости эрозии в зависимости от температуры, обычно, можно пренебречь.

Для скоростей ниже 100 м/с изменение эрозионной стойкости для используемых марок стали обычно находится в пределах неопределенности $\pm 25\%$. Это также справедливо для сплавов на основе никеля, обычно применяемых в трубопроводных системах.

Рекомендованные значения для наиболее часто используемых материалов и частиц, вызывающих эрозию, (по сравнению с кварцевым песком) приведены в таблице 4.

Эти параметры определены в соответствии с методами испытаний. Поправочные коэффициенты для сред, вызывающих эрозию, отличных от кварцевого песка, приведены в Таблице 4.

Таблица 4 – Свойства материалов (эрозия частицами кварцевого песка некруглой формы)

Материал	ρ_t (кг/м³)	K (нм/с)	n	Тип материала
Стали				
Углеродистая сталь	7800	2	2,6	Пластичный
Дуплексная нержавеющая сталь	7850			
SS316	8000			
Inconel	8440			
Альтернативные материалы				
Стеклопластик/эпоксидная смола	1800	0,3	3,6	Пластичный
Стеклопластик/виниловый эфир	1800	0,6	3,6	
HDPE	1150	3,5	2,9	
Алюминий	2700	5,8	2,3	
Хрупкие материалы:				
DC-05: Карбид вольфрама	15 250	0,11	2,3	Хрупкий
CS-10: Карбид вольфрама	14 800	0,32	2,2	
CR-37: Карбид вольфрама	14 600	0,088	2,5	
95 % Al2O3: Оксид алюминия	3700	68	2,0	
99,5 % Al2O3: Оксид алюминия	3700	950	1,2	
PSZ-керамика: Двуокись циркония	5700	4,1	2,5	
ZrO2-Y3-керамика: Двуокись циркония	6070	0,04	2,7	
SiC: Карбид кремния	3100	6,5	1,9	
Si3N4: Нитрид кремния	3200	0,2	2,0	
TiB2: Диборид титана	4520	9,3	1,9	
B4C: Карбид бора	2500	0,3	0,9	
SiSiC: Керамика-карбид кремния	3100	0,074	2,7	

6 Эмпирические модели эрозии, вызванной потоком песка

6.1 Общие сведения

В данном разделе представлены эмпирические модели для оценки эрозионного износа в типовых элементах трубопроводных систем. Эти модели и рекомендации были получены на основе опубликованных результатов экспериментальных исследований, посвященных эрозионному износу. Большинство экспериментальных данных были получены при низком и умеренном давлении в испытательном оборудовании небольшого диаметра. Экстраполяция на более высокое давление и больший диаметр труб была выполнена с помощью детального компьютерного моделирования эрозии (CFD) и путем сравнения с экспериментальными данными,

полученными на месторождении. В приложении Е представлены результаты экспериментов, используемые для валидации данной модели.

6.2 Область применения

Модели, описанные данным разделе, рассматривают только простую эрозию, то есть не учитывают возможные комбинированные эффекты коррозии и эрозии твердыми частицами, а также коррозию, ускоренную потоком (FAC) или иные механизмы, такие как капельная эрозия или кавитация. Дополнительный износ, вызванный этими эффектами, необходимо учитывать отдельно.

Применение моделей эрозии следует ограничить кварцевым песком в качестве среды, вызывающей эрозию, если не указано другое. Инструкции по применению моделей для других сред, вызывающих эрозию, можно найти в разделе 7 настоящего документа. Модели эрозии разработаны для реалистических концентраций частиц, то есть для достаточно низких концентраций, чтобы исключить взаимодействие между частицами. Тем не менее, модели могут давать примерную (консервативную) оценку эрозии для концентраций частиц выше 500 объемных ppm.

Все модели основаны на свойствах смеси пластовых флюидов. Для однофазных пластовых сред (жидкость или газ) следует использовать свойства одной фазы. Для многофазных потоков свойства смеси должны определяться на основании фазовых скоростей и свойств отдельных фаз в соответствии с рекомендациям, приведенным в настоящем документе. Приведенные модели применимы для прямой секции трубопровода длиной не менее 10 диаметров трубы. Для сложной конфигурации трубопровода следует использовать поправочные коэффициенты на геометрию в соответствии с подразделом 6.3. Применение моделей должно быть ограничено областью, определяемой допустимыми диапазонами входящих параметров, приведенными в Таблице 5.

Таблица 5 – Область допустимых значений параметров модели

Параметр	Единица измерения	Нижняя граница	Верхняя граница
Диаметр частицы	мм	0,02	5
Плотность частицы	кг/м ³	2000	3000
Внутренний диаметр трубы	м	0,01	1
Радиус изгиба (число внутренних диаметров трубы)	-	0,5	50
Плотность материала трубы	кг/м ³	1000	16 000
Фазовая скорость жидкости	м/с	0	50
Фазовая скорость газа	м/с	0	200

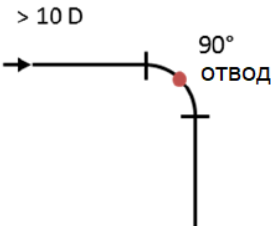
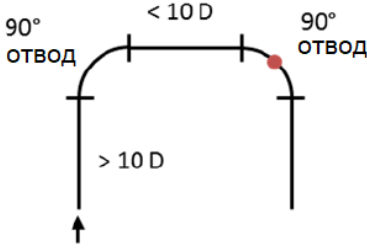
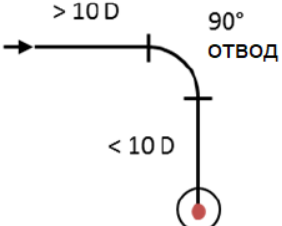
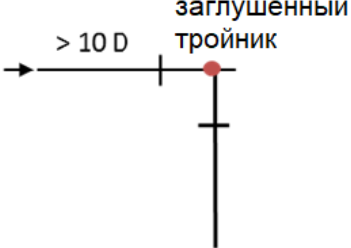
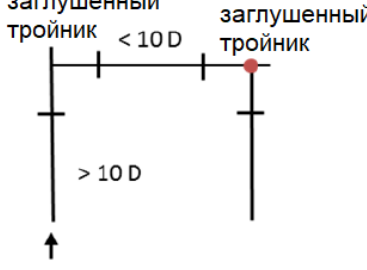
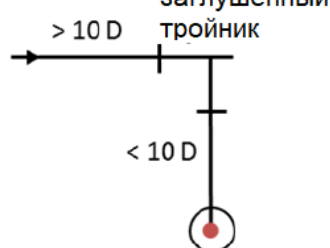
Плотность жидкости	кг/м ³	200	1500
Плотность газа	кг/м ³	1	600
Вязкость жидкости	кг/мс	10 ⁻⁵	10 ⁻²
Вязкость газа	кг/мс	10 ⁻⁶	10 ⁻⁴
Концентрация частиц	ppmV	0	500

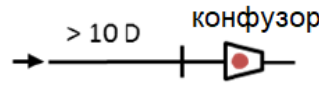
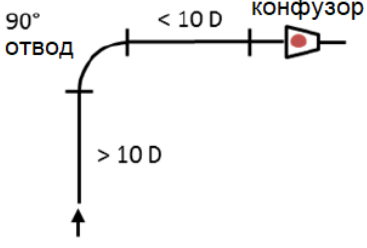
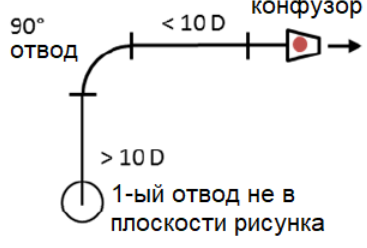
6.3 Поправочные коэффициенты на геометрию трубопровода

Эмпирические модели эрозии твердыми частицами, приведенные в этом документе, верны для прямой секции трубопровода длиной не менее диаметров трубы (D). Когда расстояние прямого трубопровода между компонентами меньше 10 D, коэффициент коррекции геометрии должен быть умножен на прогнозируемую моделью скорость эрозии. Рекомендованные поправочные коэффициенты, полученные из серии гидродинамических расчетов эрозии, представлены в таблице 6. Поправки на геометрию приводятся только как ориентировочные данные.

Для геометрически сложных трубопроводов и компонентов описанные эмпирические модели эрозии могут использоваться для получения примерной оценки эрозионного износа, при этом время от времени следует проводить более детальный анализ эрозии.

Таблица 6 - Поправочные коэффициенты на геометрию трубопровода

	GF = 1 Отдельный компонент	GF = 2 Компоненты в одной плоскости	GF = 3-4 Компоненты не в одной плоскости
Отвод			
Тройник			

Конфузор			
----------	---	---	---

Пример: Для двух изгибов трубы в одной плоскости, отстоящих друг от друга менее чем на 10 диаметров ($10 \times D$), необходимо использовать поправочный коэффициент $GF=2$. Т. е. если скорость эрозии, рассчитанная на модели изгиба, указанной в данном документе, равна (EL1), ожидаемая скорость эрозии во втором отводе (EL2) может быть рассчитана как: $EL2 = GF \cdot EL1 = 2 \cdot EL1$

6.4 Входные параметры модели

6.4.1 Модель реакции на эрозию

Основываясь на фундаментальной модели реакции на эрозию, связывающей потерю материала с поверхности от удара частицами, потери материала и уменьшение толщины стенки можно рассчитать в соответствии со следующими уравнениями.

Удельная величина потери материала, кг/кг:

$$E_{m,m} = K \cdot U_p^n \cdot F(\alpha) \quad (6.1)$$

Фактическая скорость потери материала, кг/с:

$$E_m = E_{m,m} \cdot m_p \quad (6.2)$$

Удельная величина уменьшения толщины стенки, м/кг:

$$E_{L,m} = \frac{E_{m,m}}{\rho_t \cdot A_t} \quad (6.3)$$

Фактическая скорость уменьшения толщины стенки, м/с:

$$E_L = E_{L,m} \cdot m_p \quad (6.4)$$

Фактическое уменьшение толщины стенки, м:

$$E = E_{L,m} \cdot M_p \quad (6.5)$$

Параметры материалов приведены в таблице 4. Для эмпирических моделей, описанных в данном разделе, характерные угол и скорость удара указаны как зависимость от геометрии компонента, состояния потока и свойств частиц. В методе

расчетов эти эффекты учитываются эмпирическими поправочными коэффициентами на геометрию. Модельные и геометрические поправочные коэффициенты учитывают возможные многократные удары одной частицей, распределение концентраций частиц песка в соответствии с геометрией элементов трубопровода, и возможные неточности модели.

6.4.2 Параметры потока

Скорость частицы при ударе (U_p) — если не указано иное — определяется следующим образом:

$$U_p = V_m = V_l^s + V_g^s \quad (6.6)$$

где V_l^s — фазовая скорость жидкой фазы (м/с) определяется по формуле:

$$V_l^s = \frac{4 \cdot m_l}{\rho_l \cdot \pi \cdot D^2} \quad (6.7)$$

А V_g^s — фазовая скорость газообразной фазы (м/с) определяется по формуле:

$$V_g^s = \frac{4 \cdot m_g}{\rho_g \cdot \pi \cdot D^2} \quad (6.8)$$

Физические свойства потока описываются уравнениями для двухфазной смеси. Плотность потока (кг/м^3) определяется формулой:

$$\rho_m = \frac{\rho_l \cdot V_l^s + \rho_g \cdot V_g^s}{V_l^s + V_g^s} \quad (6.9)$$

Динамическая вязкость потока ($\text{кг/м} \cdot \text{с}$) определяется формулой:

$$\mu_m = \frac{\mu_l \cdot V_l^s + \mu_g \cdot V_g^s}{V_l^s + V_g^s} \quad (6.10)$$

Кинематическая вязкость потока ($\text{м}^2/\text{с}$) определяется формулой:

$$v_m = \frac{\mu_m}{\rho_m} \quad (6.11)$$

Если не существуют других моделей PVT для определения свойств многофазного потока, они могут быть получены из стандартной модели нефтегазового потока со ссылкой на следующие входные параметры (таблица 7):

Таблица 7 – Модель многофазного потока

Параметры	Обозначение	Значение	Единица измерения
Давление при нормальных условиях	P_0	1,0	бар
Температура при нормальных условиях	T_0	288,9	К

Универсальная газовая постоянная	R	8,314	Дж/кг·К
Свойства флюида			
Плотность нефти при нормальных условиях	ρ_0	входной параметр модели (по умолчанию 800)	кг/м ³
Плотность воды при нормальных условиях	ρ_w	входной параметр модели (по умолчанию 1000)	кг/м ³
Молекулярный вес газа	MW	входной параметр модели (по умолчанию 20)	г/моль
Коэффициент сжимаемости газа	Z	входной параметр модели (по умолчанию 0,9)	-
Условия			
Давление	P	входной параметр модели	бар
Температура	T	входной параметр модели	К
Объем воды, извлекаемой из буровой скважины	WC	входной параметр модели	см ³ /см ³
Соотношение газа-нефти	GOR	входной параметр модели	см ³ /см ³
Скорость отбора нефти при нормальных условиях	Q_0	входной параметр модели	см ³ /сутки
Скорость отбора воды при нормальных условиях	Q_w	альтернативный входной параметр модели	см ³ /сутки
Скорость отбора газа при нормальных условиях	Q_g	альтернативный входной параметр модели	см ³ /сутки
Диаметр поперечного сечения трубы	D	входной параметр модели	м

Обводненность месторождения определяется как:

$$WC = \left[\frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \right] \quad (6.12)$$

Газовый фактор определяется как:

$$GOR = \left[\frac{Q_g}{Q_o} \right] \quad (6.13)$$

Фактическая величина многофазного объемного потока (м³/с):

$$Q_m = Q_o \cdot \left[1 + \frac{WC}{1-WC} + GOR \cdot \frac{P_o \cdot T \cdot Z}{P \cdot T_o} \right] \cdot \frac{1}{24 \cdot 3600} \quad (6.14)$$

Площадь поперечного сечения трубы (м²) равна:

$$A_{pipe} = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (6.15)$$

Скорость многофазного потока (м/с) равна:

$$V_m = \frac{Q_m}{A_{pipe}} \quad (6.16)$$

Плотность многофазного потока (кг/м³):

$$\rho_m = \frac{\sum m_m}{\sum Q_m} = \left[\frac{\rho_o + \frac{WC}{1-WC} \cdot \rho_w + GOR \cdot \frac{P_o \cdot MW}{R \cdot T_o} \cdot 10^5}{1 + \frac{WC}{1-WC} + GOR \cdot \frac{P_o \cdot T \cdot Z}{P \cdot T_o}} \right] \quad (6.16)$$

Динамическая вязкость потока определяется по формуле:

$$\mu_m = \left[\frac{\mu_o + \frac{WC}{1-WC} \cdot \mu_w + GOR \cdot \frac{P_o \cdot T \cdot Z}{P \cdot T_o} \cdot \mu_g}{1 + \frac{WC}{1-WC} + GOR \cdot \frac{P_o \cdot T \cdot Z}{P \cdot T_o}} \right] \quad (6.17)$$

6.4.3 Содержание песка

Если концентрация задана в частях на миллион (ppm), результирующий массовый поток песка (кг/с) можно рассчитать по следующим соотношения. Если концентрация частиц задана в расчете на массу (ppmW):

$$m_p = m_m \cdot ppmW \cdot 10^{-6} \quad (6.19)$$

Если концентрация частиц задана в расчете на объем (ppmV):

$$m_p = \rho_p \cdot \frac{m_m}{\rho_m} \cdot ppmV \cdot 10^{-6} \quad (6.20)$$

Следует заметить, что ppmV будет меняться с давлением и температурой. В этом случае необходимо связать ppmV с определенными условиями. Чтобы получить фактическую эрозию, учитывая, что эрозия частицами прямо пропорциональна потоку песка, необходимо оценить относительную эрозию ($E_{L,m}$, м/кг) и умножить ее на массовый поток песка.

Как правило содержание песка в потоке из скважины до первой ступени сепаратора составляет 1-50 массовых ppm. Если не используются методики по удалению песка, типичные размеры частиц песка находятся в интервале от 100 до

1000 мкм. При применении систем по удалению песка диапазон размеров частиц изменяется и составляет 20-200 мкм.

6.5 Гладкие и прямые трубы

Эрозия песком в гладких и прямых трубах обычно низкая и в большинстве случаев не создает риска при эксплуатации трубопроводных систем. Основной причиной низкой вероятности проявления эрозии является малый угол удара частиц.

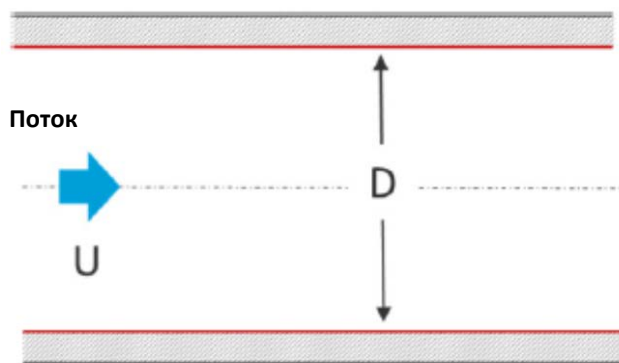


Рисунок 4 – Гладкие и прямые трубы

Скорость эрозии для гладких и прямых труб в условиях турбулентного потока можно оценить по следующим эмпирическим выражениям. Удельная величина потери толщины поверхности (мм/т) равна:

$$E_{L,m} = 8.0 \cdot 10^{-10} \cdot U_p^{2.6} \cdot D^{-2} \quad (6.21)$$

Ежегодная потеря толщины поверхности (мм/год) равна:

$$E_{L,y} = 2.5 \cdot 10^{-5} \cdot U_p^{2.6} \cdot D^{-2} \cdot m_p \quad (6.22)$$

Эта модель предназначена для вертикальных труб, но может также использоваться для горизонтальных труб при условии, что скорость флюида достаточна для рассеивания песка в объемной пластовой среде (для скоростей флюида, при которых может возникнуть значительная эрозия, частицы будут рассеяны в объемном потоке). Следует заметить, что эмпирическая формула не зависит от плотности флюида, его вязкости или размера частиц.

6.6 Сварное соединение

Эрозия частицами в сварных соединениях с внутренним усилением сварного шва вызвана геометрией шва. Изменение геометрии усиления сварного шва под действием эрозии не учитывается в модели.

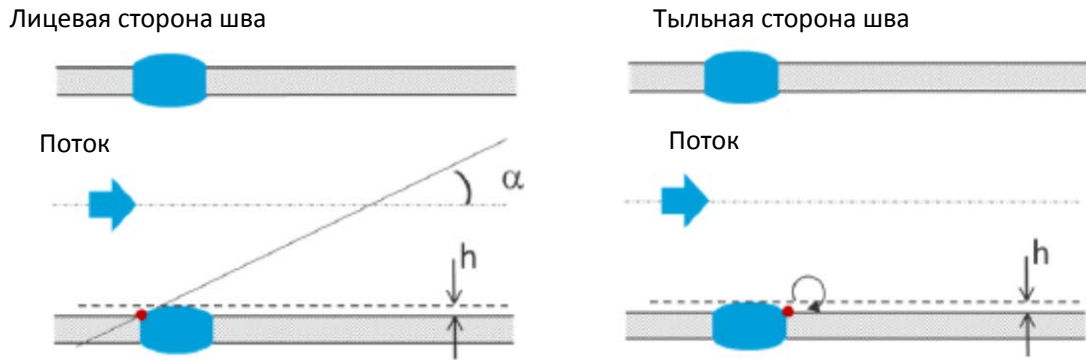


Рисунок 5 – Эрозия потоком лицевой и тыльной стороны сварного шва

Расчет эрозии на лицевой стороне сварного соединения (рисунок 5) оценивается с помощью процедуры расчета, состоящей из 5 шагов:

- 1) Рассчитать угол удара частицы (α) между швом и направлением потока. Если угол неизвестен, то консервативная оценка $\alpha = 60^\circ$ должна быть применена.
- 2) Определить значение функции $F(\alpha)$ с использованием угла удара, полученным на шаге 1 и с помощью рисунка 3.2.
- 3) Расчет скорректированной площади сечения трубы:

$$A_t = \frac{\pi \cdot D^2}{4 \cdot \sin(\alpha)} = \frac{A_{pipe}}{\sin(\alpha)} \quad (6.23)$$

Коэффициент перехода от м/с в мм/год:

$$C_{unit} = 1000 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 315 \cdot 10^{10} \quad (6.24)$$

- 4) Рассчитать поправочный коэффициент размера частиц и плотности флюида C_2 :

$$\left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right) < 1, \quad C_2 = \left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right) \quad (6.25)$$

$$\left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right) \geq 1, \quad C_2 = 1$$

- 5) Определить максимальную скорости эрозии (мм/год) лицевой стороны сварного шва с использованием следующего выражения:

$$E_{L,y} = K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n \cdot \frac{\sin(\alpha)}{\rho_t \cdot A_{pipe}} \cdot C_2 \cdot C_{unit} \cdot m_p \quad (6.26)$$

$$K = 2.0E-09, \quad n = 2.6$$

Следует отметить, что эрозия на поверхности шва, обращенной к потоку, приводит к округлению и сглаживанию сварного шва, обычно не оказывая влияния

на целостность трубы. Поэтому эрозия сварного шва обычно не является ограничивающим фактором при выборе размера или эксплуатации трубы.

Максимальная эрозия стальной трубы тыльной стороны сварного шва относительно потока оказывается больше, чем для гладкой части трубы. Это связано с турбулентностью, вызывающей образование вихрей на тыльной части сварного шва. В зависимости от высоты сварного шва h (м) скорость эрозии (мм/год) можно оценить с помощью следующего эмпирического выражения:

$$E_{L,y} = 3.3 \cdot 10^{-2} \cdot (7.5 \cdot 10^{-4} + h) \cdot U_p^{2.6} \cdot D^{-2} \cdot m_p \quad (6.27)$$

6.7 Изгиб трубы

Эрозия на изгибах труб может быть рассчитана по следующим выражениям:

- 1) Рассчитайте характерный угол удара α (в радианах). Радиус кривизны (R) выражен числом внутренних диаметров трубы:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{1}{\sqrt{2 \cdot R}}\right) \quad (6.28)$$

- 2) Рассчитайте безразмерные параметр A и β :

$$A = \frac{\rho_m^2 \cdot \tan(\alpha) \cdot U_p \cdot D}{\rho_p \cdot \mu_m} = \frac{Re_D \cdot \tan \alpha}{\beta}$$

$$\beta = \frac{\rho_p}{\rho_m} \quad (6.29)$$

- 3) Используйте безразмерные параметр A и β в следующем выражении, чтобы получить соответствующий критический диаметр частицы $d_{p,c}$:

$$\frac{d_{p,c}}{D} = \gamma_c = \begin{cases} \frac{\rho_m}{\rho_p \cdot [1.88 \cdot \ln(A) - 6.04]} = \frac{1}{\beta \cdot [1.88 \cdot \ln(A) - 6.04]} & , \quad \gamma_c < 0.1 \\ 0.1 & , \quad \gamma_c > 0.1 \vee \gamma_c \leq 0 \end{cases} \quad (6.30)$$

Параметр γ определяется как: $\gamma = d_p/D$, где d_p – средний размер частиц (м).

- 4) Рассчитайте коррекционную функцию размера частицы G , используя критический диаметр частицы, полученный на этапе 3:

$$G = \begin{cases} \frac{\gamma}{\gamma_c} & , \quad \gamma < \gamma_c \\ 1 & , \quad \gamma \geq \gamma_c \end{cases} \quad (6.31)$$

- 5) Рассчитайте характерную площадь (m^2) изгиба трубы, подверженную воздействию эрозии:

$$A_t = \frac{\pi \cdot D^2}{4 \cdot \sin(\alpha)} = \frac{A_{pipe}}{\sin(\alpha)} \quad (6.32)$$

6) Определите значение функции $F(\alpha)$, используя угол удара, полученный на первом шаге расчета. Значения $F(\alpha)$ лежат в интервале $[0, 1]$ (рисунок 5.2).

7) Коэффициент коррекции на геометрию трубопровода (C_1) принимается равным $C_1 = 2,5$.

8) Поправочный коэффициент на геометрию учитывает многократные удары частиц песка, концентрацию частиц на внешней стороне изгиба и неопределенность модели.

9) Для перехода от скорости эрозии размерностью м/с к размерности скорости мм/год используйте коэффициент пересчета:

$$C_{unit} = 1000 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 315 \cdot 10^{10} \quad (6.33)$$

10) Удельная эрозия изгиба трубы (мм/тонну) вычисляется по формуле:

$$E_{L,m} = \frac{K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot G \cdot C_1 \cdot GF \cdot 10^6 \quad (6.34)$$

Годовая эрозия трубы (мм/год) вычисляется по формуле:

$$E_{L,y} = \frac{K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot G \cdot C_1 \cdot GF \cdot m_p \cdot C_{unit} \quad (6.35)$$

Фактическая величина эрозии (мм) вычисляется по формуле:

$$E = \frac{K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot G \cdot C_1 \cdot GF \cdot M_p \cdot 10^3 \quad (6.36)$$

Поправочный коэффициент на геометрию (GF) необходимо выбрать как это описано в подразделе 6.3. Если нет информации по геометрии трубопровода, следует использовать поправочный коэффициент $GF=2$.

Пример расчета: По стальной трубе диаметром 4" ($D = 0,1$ м) течет многофазный поток с удельной скоростью жидкости, равной 5 м/с, и удельной скоростью газа 10 м/с. Жидкая фаза имеет плотность $\rho_l = 800$ кг/м³ и вязкость $\mu_l = 10^{-3}$ кг/м·с, а газовая фаза имеет $\rho_g = 100$ кг/м³ и $\mu_g = 1,5 \cdot 10^{-5}$ кг/м·с. Трубопровод состоит из отводов с радиусом кривизны $R = 1,5 \times D$, расположенных друг от друга на расстоянии более $10 \times D$. Частицы представляют собой полунеокатанную форму песчинки кварца с d_{50} равным 250 мкм. Годовой нанос песка для системы составляет 0,1 т.

Модельные расчеты дают для отводов трубопровода скорость эрозии в 0,014 мм/т. Это значит, при заданных условиях эксплуатации для эрозии в 0,1 мм необходимо прохождение 7 т песка через трубопровод. Для ожидаемого годового наноса песка в 0,1 т это соответствует потере толщины стенок в 0,0014 мм/год.

6.8 Заглушенный тройник

Эрозию частицами в заглушенном тройнике можно оценить с помощью следующей процедуры.

1) Вначале требуется рассчитать ряд безразмерных параметров.

Параметр γ определяется как отношение диаметра частицы к диаметру трубы:

$$\gamma = \frac{d_p}{D} \quad (6.37)$$

Параметр β определяется как отношение плотности частицы к плотности флюида:

$$\beta = \frac{\rho_p}{\rho_m} \quad (6.38)$$

Число Рейнольдса вычисляется следующим способом:

$$Re_D = \frac{V_m \cdot D}{\nu_m} \quad (6.39)$$

Если параметр $\beta < 40$, то параметры γ_c, c, C_1 вычисляются следующим образом:

Нормированный критический диаметр частиц:

$$\gamma_c = \frac{d_{p,c}}{D} = \frac{0.14}{\beta} \quad (6.40)$$

Параметр c вычисляется следующим образом:

$$c = \begin{cases} \frac{19}{\ln(Re_D)}, & \gamma < \gamma_c \\ 0, & \gamma \geq \gamma_c \end{cases} \quad (6.41)$$

Поправочный коэффициент модели C_1 :

$$C_1 = \frac{3}{\beta^{0.3}} \quad (6.42)$$

Если параметр $\beta \geq 40$, то параметры γ_c, c, C_1 вычисляются следующим образом:

Нормированный критический диаметр частиц γ_c и параметр c определяются как:

$$b = \left[\ln \left(\frac{Re_D}{10000} + 1 \right) + 1 \right]^{-0.6} - 1.2$$

$$\gamma_c = 0.0035 \left(\frac{\beta}{40} \right)^b \quad (6.43)$$

$$c = \begin{cases} \frac{19}{\ln(Re_D)}, & \gamma < \gamma_c \\ -0.3 \cdot (1 - 1.01^{(40-\beta)}), & \gamma \geq \gamma_c \end{cases}$$

Поправочный коэффициент модели C_1 принимается равным единице.

2) Поправочного коэффициент на размер частицы G вычисляется следующим образом:

$$G = \left(\frac{\gamma}{\gamma_c} \right)^c \quad (6.44)$$

3) Характерную площадь, подверженная воздействию эрозии, рассчитывается следующим способом:

$$A_t = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (6.45)$$

4) Для перехода от м/с на мм/год используется коэффициент перехода:

$$C_{unit} = 1000 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 3.15 \cdot 10^{10} \quad (6.46)$$

5) Уровень эрозии в заглушенном тройнике можно оценить по следующим выражениям. Удельная скорость эрозии в мм/т равна:

$$E_{L,m} = \frac{K \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot G \cdot C_1 \cdot GF \cdot 10^6 \quad (6.47)$$

Ежегодная потеря толщины поверхности, мм/год:

$$E_{L,y} = \frac{m_p \cdot K \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot G \cdot C_1 \cdot GF \cdot m_p \cdot C_{unit} \quad (6.48)$$

Фактическая потеря толщины поверхности, мм:

$$E = \frac{K \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot G \cdot C_1 \cdot GF \cdot M_p \cdot 10^3 \quad (6.49)$$

Поправочный коэффициент на геометрию (GF) необходимо выбрать в соответствии с подразделом 6.3. Если нет информации по сложной изометрии трубопровода, следует использовать поправочный коэффициент $GF = 2$.

6.9 Конфузор (переходная муфта с сужением)

Конусообразная секция переходной муфты подвергается эрозии благодаря изменению направления потока и ускорению потока. На Рисунке 6 указаны места, подверженные эрозии (красного цвета) и обозначения модельных параметров. Модель считается пригодной для переходной муфты при углах в интервале $[10, 80^\circ]$.

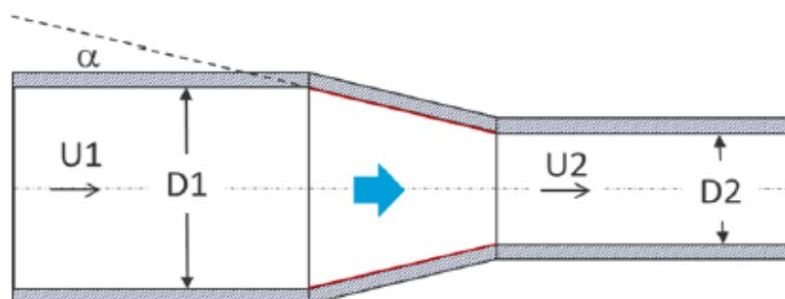


Рисунок 6 – Схематический вид конфузора

Эрозию твердыми частицами конфузора можно оценить с помощью следующей процедуры из 7 шагов расчета:

- 1) Определите зависимость от угла $F(\alpha)$ по определенным корреляциям (для пластичного материала) и в соответствии с Рисунком 6.
- 2) Рассчитайте площадь (м^2), подверженную воздействию эрозии частицами (прямые удары частицами):

$$A_t = \frac{\pi}{4 \cdot \sin \alpha} \cdot (D_1^2 - D_2^2) \quad (6.50)$$

- 3) Вычислите отношение площади, подверженной ударам частиц к площади перед сужением:

$$A_{ratio} = 1 - \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^2 \quad (6.51)$$

- 4) Характерную скорость при ударе частицы (м/с) следует задать равной скорости потока после сужения:

$$U_p = V_{m,2} = V_{m,1} \cdot \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \quad (6.52)$$

- 5) Рассчитайте поправочный коэффициент на размер частицы и плотность флюида C_2 :

$$\left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right) < 1, C_2 = \left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right)$$

$$\left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right) \geq 1, C_2 = 1$$
(6.53)

6) Если требуется перейти от скорости эрозии в м/с к мм/год, то следует использовать коэффициент:

$$C_{unit} = 1000 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 315 \cdot 10^{10}$$
(6.54)

7) Максимальная эрозия в узкой части можно оценить по следующим выражениям. Удельная потеря толщины поверхности, мм/т:

$$E_{L,m} = \frac{K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot A_{ratio} \cdot C_2 \cdot GF \cdot 10^6$$
(6.55)

8) Ежегодная потеря толщины поверхности, мм/год:

$$E_{L,y} = \frac{K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot A_{ratio} \cdot C_2 \cdot GF \cdot m_p \cdot C_{unit}$$
(6.56)

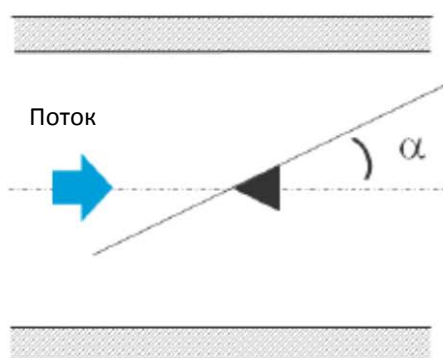
9) Фактическая потеря толщины поверхности, мм:

$$E = \frac{K \cdot F(\alpha) \cdot U_p^n}{\rho_t \cdot A_t} \cdot A_{ratio} \cdot C_2 \cdot GF \cdot M_p \cdot 10^3$$
(6.57)

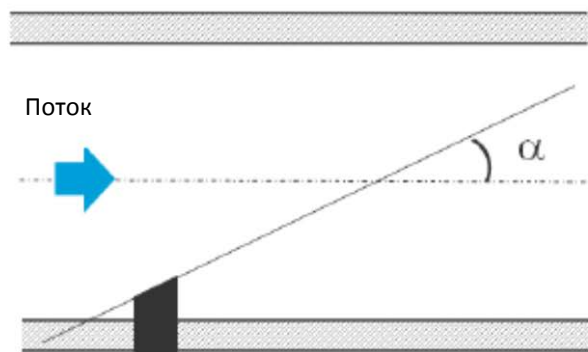
Поправочный коэффициент на геометрию (GF) необходимо выбрать в соответствии с подразделом 6.3. Если нет информации по сложной изометрии трубопровода, следует использовать поправочный коэффициент GF=2.

6.10 Образцы-свидетели эрозии

Использование образцов-свидетелей эрозии широко применяется как для наземных, так и для подводных систем добычи для непрерывного контроля износа трубопровода. Элементы образца-свидетеля эрозии обычно изготавливают из материала, с такой же стойкостью эрозии, как у материала трубопровода. Представленная в данном подразделе модель должна быть ограничена углами наклона поверхности зонда в интервале от 10° до 90°. Обычно углы установки образцов-свидетелей составляют 45° ± 15°. Предполагается, что частицы равномерно распределены по сечению трубы. Следует отметить, что в зависимости от положения и ориентации образца, а также от влияния формы входного трубопровода это предположение может не всегда быть верным.



Установка по центру



Установка на стену

Рисунок 7 - Образцы-свидетели эрозии

Эрозия образцов-свидетелей рассчитывается следующим образом:

- 1) Эквивалентная площадь эрозионного износа определяется как:

$$A_t = \frac{\pi}{4} D^2 \cdot \frac{1}{\sin(\alpha)} \quad (6.58)$$

- 2) По кривой графику (см. Рисунок 5.2) определяется $F(\alpha)$ или консервативно принимается равным 1:

- 3) Рассчитывается поправочный коэффициент для частиц C_2 :

$$\left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right) < 1, \quad C_2 = \left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right) \quad (6.59)$$

$$\left(\frac{10^6 \cdot d_p}{30 \cdot (\rho_m)^{1/2}} \right) \geq 1, \quad C_2 = 1$$

- 4) Если требуется перейти от скорости эрозии в м/с к мм/год, то следует использовать коэффициент:

$$C_{unit} = 1000 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 = 315 \cdot 10^{10} \quad (6.60)$$

- 5) Удельная эрозия (мм/т) рассчитывается как:

$$E_{L,m} = \underbrace{\left(\frac{K \cdot U_p^n \cdot F(\alpha)}{A_t \cdot \rho_t} \right)}_{m/kg} \cdot \underbrace{C_2}_{d_p\text{-correction}} \cdot 10^6 \quad (6.61)$$

Ежегодная потеря толщины поверхности, мм/год:

$$E_{L,y} = \underbrace{\left(\frac{K \cdot U_p^n \cdot F(\alpha)}{A_t \cdot \rho_t} \right)}_{m/kg} \cdot \underbrace{C_2}_{d_p\text{-correction}} \cdot m_p \cdot C_{unit} \quad (6.62)$$

Во многих случаях измерение скорости эрозии в режиме реального времени по образцам-свидетелям эрозии используют для оценки количественной оценки выноса песка. То есть массовый расход песка (кг/с) в режиме реального времени можно определить по измерению скорости эрозии $E_{L,measured}$ (мм/год) с помощью уравнения:

$$m_p = \frac{E_{L,measured}}{E_{L,M} \cdot C_{unit}} ; C_{unit} = 3.15 \cdot 10^4 \quad (6.63)$$

Следует отметить, что этот метод может содержать неопределенность, особенно при низких скоростях объемного потока. Также необходимо учитывать ориентацию трубы с установленным образцом-свидетелем эрозии в зависимости от распределения песка в поперечном сечении трубы. Из-за этой неопределенности метод нельзя использовать при скорости объемного потока (V_m) меньше 5 м/с.

6.11 Гибкие трубы в внутреннем стальном каркасом

Гибкие трубопроводы обычно состоят из многослойной композитной структуры с внутренним стальным каркасом, предотвращающим сдавливание трубопровода и защищающим полимерные материалы от механического или абразивного износа.

В соответствии со стандартом [4], изготовитель должен показать с помощью испытаний или данных расчетов, основанных на результатах испытаний, что каркас имеет достаточную стойкость к эрозии, чтобы выполнить требования проектирования для указанного срока технического обслуживания и условий технического обслуживания. Для испытаний стойкости к эрозии каркаса используются положения [2], раздел 7.7.7.

Допустимая эрозия для стального каркаса должна быть ограничена потенциальным риском смятия каркаса, размыкания звеньев каркаса (под действием растягивающей нагрузки) и вероятностью прямого воздействия потока флюида с песком или смятия полимерного барьера вслед за смятием каркаса. Исходя из установившейся в промышленности практики, допустимая эрозия соединяющего каркаса должна быть ограничена 10-30 % толщины стали каркаса для указанного срока эксплуатации трубопровода. С учетом характерной толщины стального листа, из которого изготовлен каркас, в 1 мм, припуск на износ стенки составит 0,1-0,3 мм (что меньше, чем обычный допуск на эрозию для стальных труб).

Вероятность возникновения эрозии необходимо оценить для той части трубы, где ожидается наихудший из вариантов сочетания изгиба трубопровода и условий эксплуатации. Консервативно для расчета можно использовать минимально допустимый радиус изгиба (MBR) гибкого трубопровода.

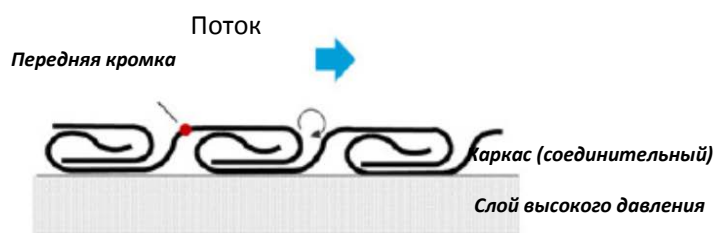


Рисунок 8 - Структура гибкого трубопровода со стальным каркасом (слева), типичное повреждение каркаса, вызванное эрозией (справа)

Изогнутые части гибкой трубы будут испытывать воздействие эрозии, сравнимое с эрозией аналогичных жестких стальных труб. Более неровная поверхность соединительного каркаса по сравнению со стальными трубами оказывает незначительное влияние на эрозию поверхности. Из испытаний на воздействие эрозии на стальной каркас и по результатам моделирования эрозии следует, что локальная область эрозии возникает на передней кромке каркаса (рисунок 9). Модель эрозии для изгиба трубы, приведенная в подразделе 6.7, применима к гибким трубам вплоть до радиуса изгиба трубы, составляющего 50 диаметров каркаса.

При использовании модели эрозии изгиба трубы, приведенной в настоящем документе (подраздел 6.7) для гибких труб необходимо следовать правилам:

- 1) Диаметр трубы следует считать равным внутреннему диаметру стального каркаса.
- 2) Радиус кривизны должен быть принят равным минимальному радиусу изгиба (MBR) при эксплуатации.
- 3) Минимальный поправочный коэффициент $GF=2$ должен быть принят для передней кромки соединительного каркаса начала изгиба гибкого трубопровода
- 4) Допустимая эрозия соединительного каркаса должна ограничиваться 10 % от толщины стального листа каркаса, если нет иных указаний от изготовителя.

Описанный выше метод можно считать достаточным для выполнения требований, указанных в [4], относящегося к эрозионному износу каркаса. Дополнительное ухудшение рабочих характеристик, вызванных коррозией, необходимо учитывать отдельно. Дополнительные сведения по распределению эрозии на соединительном каркасе могут быть получены из результатов моделирования эрозии.

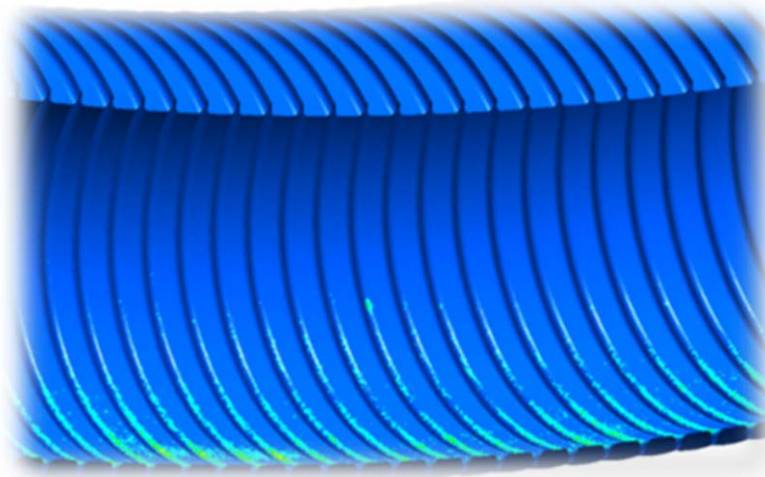


Рисунок 9 - Пример моделирования эрозионного износа стального каркаса, полученный по результатам моделирования, на котором показана повышенная эрозия на передней кромке в верхней части поверхности трубы.

6.12 Добычной дроссель

6.12.1 Общие положения

Добычные дроссели обычно выделяются как компоненты в системах нефтедобычи, которые наиболее подвержены воздействию эрозии, что также подтверждается статистикой по вызванным эрозией неисправностям. Главным образом, это связано с высокими скоростями потока, создаваемыми падением давления при прохождении потока через дроссель. Помимо риска, связанного с эрозией, эксплуатационные дроссели также подвержены закупориванию в случае высокой концентрации песка или потоком частица, крупнее, чем проход через каналы дросселя. Это может привести к проблемам эксплуатации и к ускоренной эрозии.

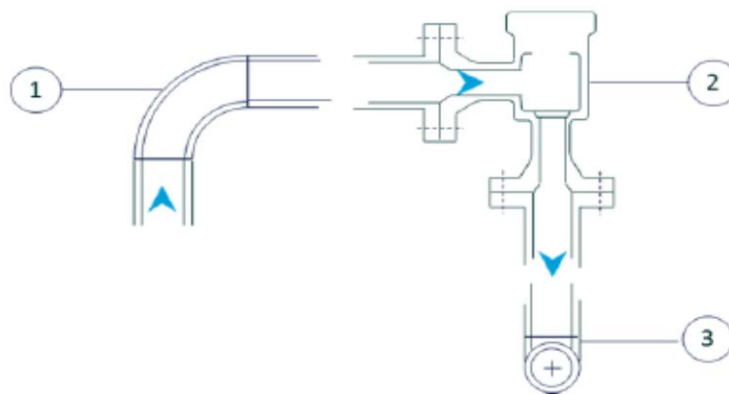


Рисунок 10 - Схематическое представление углового дросселя с входящим трубопроводом

6.12.2 Выбор дросселя

Подходящий размер корпуса дросселя относительно трубы на входе, чтобы корпус дросселя не выступал, так как является значительно более слабым звеном в отношении воздействия эрозии.

Ориентацию дросселя с целью снижения риска закупоривания песком и прочими частицами или наносами (в зависимости от конструкции дросселя).

Выбор подходящей статической прочности, чтобы предотвратить эксплуатацию дросселя в неблагоприятных условиях, которые могут сократить срок технического обслуживания компонентов дроссельной заслонки. Подходящий размер регулятора может уменьшить риск потери герметичности. Выбранный корпус дросселя должен подходить для достаточно большого диапазона размеров регулятора, чтобы приспособляться к изменению условий эксплуатации на протяжении всего срока службы месторождения.

Необходимо также оценить минимально возможную длину прохода потока через дроссель (через отверстия или каналы) с учетом ожидаемого размера частиц, которые будут выноситься из скважины (в зависимости от нижнего заканчивания скважины). Захват эрозионных частиц дросселем может привести к значительно более высокому эрозионному износу, чем можно ожидать по наблюдениям наноса песка, вызванному повторной циркуляцией частиц. Минимальный проход потока необходимо оценить по теории мостов, исходя из которой, длина минимального прохода должна превышать ожидаемый размер частиц не менее чем в 3 раза.

Допустимая эрозия для корпуса дросселя должна быть определена с учетом рекомендаций поставщика, учитывающих выбор материала и любые внутренние обшивки коррозионно-стойким сплавом.

Любые части регулятора, которые могут подвергаться ударам частиц, имеющих большую скорость, должны быть изготовлены из эрозионностойкого материала. Стойкость к эрозии и к хрупкому разрушению должны быть аттестованы по результатам испытаний.

Определенные конструкции регулятора дросселя могут привести к высокому риску эрозии на выходе дросселя. Это особенно проблематично для конструкций регулятора, приводящих к появлению отдельных струй в выходной части дросселя. В некоторых случаях определенную выходную часть дросселя рекомендуется защитить износостойкой втулкой.

Хрупкое разрушение износостойких компонентов регулятора могут привести к внезапному увеличению потока в системе, находящейся после дросселя. Статическая прочность систем после дросселя, включая систему защиты от повышенного давления, должна учитывать сценарий разрушения дросселя. Риск разрушения дросселя зависит от его конструкции.

Должна быть установлена процедура очистки скважины, учитывающая, будет ли дроссель добывающей скважины подвергаться очистке или чистка будет выполняться с использованием специального регулятора/дросселя. Необходимо оценить возможное влияние ожидаемой наносной породы, частиц и песка при проведении чистки скважины, на целостность дросселя и его рабочие характеристики.

Возможность для обратного потока через дроссель (например, в результате чередования чистки и нагнетания нагнетательных и добывающих скважин). Необходимо отметить, что обратный поток в сочетании с пескопроявлением может представлять существенную угрозу целостности дросселя. Подобные операции всегда должны проходить процедуру оценки риска.

6.12.3 Эксплуатация

Для снижения эрозионного износа регулятора дросселя, при подтвержденном выносе песка, следует исключить эксплуатацию дросселя при его открытии менее 20 % от максимальной номинальной пропускной способности (C_v), чтобы превентивно избежать сокращения срока службы регулятора. Для большинства конструкций дросселя это в первую очередь связано с проблемами управляемости, а не безопасности. Однако для некоторых конструкций дросселя это приводит при дросселировании к образованию отдельных струйных потоков или завихрений на выходе дросселя, при этом малое отверстие дросселя может также стать проблемой для безопасности. Аналогичным образом, смещенный поток, вызванный частичной закупоркой или чрезмерным износом дросселирующего механизма, может стать проблемой для любой конструкции дросселя.

Если прогноз по добыче предполагает, что дроссель должен работать с пропускной способностью менее 20 % при подтвержденном выносе песка на период продолжительностью порядка одного года, следует рассмотреть возможность временной замены регулятора дросселя на регулятор с меньшей номинальной пропускной способностью (C_v).

В таблице 8 представлено руководство по допустимому открытию задвижки для таких типов дросселя, как пробковый/клеточный и клеточный/втулочный, с учетом скорости потока при дросселировании и скорости выноса песка. Таблицу 8 следует рассматривать в качестве примера, и она должна корректироваться в соответствии с рекомендациями поставщика дросселя.

Таблица 8 – Рекомендованный режим работы дросселя

Скорость выноса песка		Рекомендованный режим работы дросселя (от % от максимального открытия) в зависимости от скорости потока в каналах дросселя (V_c , в м/с) и скорости выноса песка			
		Нефтяное месторождение		Газовое месторождение	
г/с	т/год	$V_c = 0-50$	$V_c = 50-100$	$V_c = 100-200$	$V_c = 200-400$
0,1 - 1	3 - 30	10 - 100 %	20 - 100 %	20 - 100 %	20 - 100 %
0,01 - 0,1	0,3 - 3	5 - 100 %	10 - 100 %	20 - 100 %	20 - 100 %
< 0,01	< 0,3	5 - 100 %	5 - 100 %	10 - 100 %	10 - 100 %

Скорость течения потока в каналах дросселя определяется по формуле:

$$V_c = \left(\frac{4 \cdot (P_1 - P_2)}{(\rho_{1,m} + \rho_{2,m})} \right)^{1/2} \quad (6.64)$$

где: P_1 — давление на входе дросселя, Па;

P_2 — давление на выходе дросселя, Па;

$\rho_{1,m}$ — плотность потока текучей среды на входе дросселя, кг/м³;

$\rho_{2,m}$ — плотность смеси текучих сред на выходе дросселя, кг/м³.

6.12.4 Контроль и мониторинг состояния

Из-за сложной формы и различий в свойствах материалов разных частей дросселя, контроль корпуса дросселя с помощью традиционных методов ультразвуковой диагностики в большинстве случаев нецелесообразен и связан с высокой степенью неопределенности. Поэтому при проверке обычно требуется разборка дросселя для визуального доступа через фланцы или крышку. При надлежащем образом выбранном корпусе дросселя проверка примыкающего трубопровода (например, с ультразвуковой диагностики) обычно является достаточной мерой предосторожности для управления риском появления эрозии. Для недостаточных по размеру корпусов дросселя этот вариант не подойдет.

Для определенных конфигураций дросселя считается достаточным обнаружить эрозионный износ по изменению характеристик потока. Для этого требуется достаточно точная модель, позволяющая рассчитать пропускную способность C_v дросселя при заданных условиях эксплуатации. Затем рассчитанная величина

сравнивается с фактическими настройками дросселя. Данный метод плохо применим для одноступенчатых дросселей, работающих в многофазном потоке. Для многоступенчатых или клеточных конструкций, в которых внутренний износ клетки оказывает значительное влияние на пропускную способность дросселя, этот метод оказался вполне пригодным. При интерпретации любых изменений C_v , которые, как считается, вызваны эрозией, необходимо учитывать погрешность измерений величины C_v и использовать кривые тенденций для продолжительного периода времени.

Альтернативный метод обнаружения эрозионного износа регулятора дросселя состоит в оценке внутренней утечки через дроссель в закрытом положении с последующим сравнением полученных результатов с характеристиками регулятора в начале эксплуатации. Эрозия регулятора дросселя в большинстве случаев проявит себя повышением внутренней утечки. Эта проверка может быть выполнена как часть планового останова скважины или как отдельные операции, если предполагается сильная эрозия регулятора. Непрерывный режим работы регулятора дросселя с подтвержденным сильным выносом песка должен быть подвержен оценке риска.

Типичные комбинации ненормальной реакции дросселя и их связь с основными причинами, обусловленными выносом песка, приведенные в Таблице 9. Таблица 9 может использоваться в качестве основы для принятия решений по устранению отказов дросселя.

Таблица 9 – Руководство по анализу причин неисправностей дросселя

Возникшая неисправность	Причина неисправности									
	Сбой привода — механическая неисправность	Разрушение клетки/патрубка	Эрозия корпуса дросселя или его фланца	Закупорка втулки/прооки посторонним предметом, застрявшим в клетке (например, в процессе или после ненадлежащей очистки оборудования)	Эрозия отверстий порта клетки	Эрозия передней части пробки/втулки/посадочного места дросселя	Закупорка клетки/патрубка	Закупорка камеры выравнивания давления	Хрупкое разрушение передней части пробки или клетки	Повреждение песком поверхности статического или динамического уплотнения
Дроссель не работает в полностью открытом положении	x	x						x	x	x
Дроссель не работает при полностью закрытом положении	x	x		x					x	
Поток проходит через закрытый дроссель		x			(x)	x			x	x
Менее интенсивный поток через дроссель, чем рассчитанный для заданного падения давления							x			
Более интенсивный поток через дроссель, чем рассчитанный для заданного падения давления		x			x	x			x	
Разгерметизация			x			x				
	Слишком низкая вязкость разрушения, слишком высокая фактическая нагрузка, удары тяжелых объектов									
	Слишком маленький корпус дросселя, высокие скорости объемного потока, низкое входное давление, высокая скорость выноса песка									
	Слишком маленькие порты в клетке									
	Маленькое открытие дросселя, большое падение давления, слабые средства защиты, низкое качество карбида титана, высокая скорость выноса песка									
	Маленькое открытие дросселя, большое падение давления, слабые средства защиты, низкое качество карбида титана, высокая скорость выноса песка									
	Слишком маленькие отверстия порта клетки									
	Высокая скорость выноса песка или большая подвижность песка в направлении отверстий выравнивания давления									
	Вибрация, тепловые удары, недостаточная вязкость разрушения									
Первопричина неисправности										

6.12.5 Модель эрозии для канала дросселя

Рассматриваемые модели эрозии, которые применимы к широкому диапазону конфигураций дросселя, вызывают проблемы, связанные с относительно сложной геометрией расположения дросселя по сравнению с остальными компонентами трубопровода, такими как отводы и переходные муфты. Дроссели разных поставщиков также имеют определенные конструктивные особенности, связанные с геометрией расположения и выбираемыми материалами, что может влиять на их рабочие характеристики при эксплуатации в условиях выноса песка. В большинстве случаев для определения вероятности возникновения эрозии предпочтительней использовать CFD-моделирование эрозии. Описанные модели при этом ограничены тем, что считается общим для широкого диапазона конструкций дросселей и значимых с точки зрения выбора дросселя и ее эксплуатации.

Эрозия в канале для конструкции дросселя углового типа является потенциальной проблемой, особенно в том случае, когда размер корпуса дросселя выбран намного меньшим, чем у примыкающего трубопровода, или дроссель спроектирован с узким каналом между корпусом и клеткой. Разница между широким и узким проходами показана на Рисунке 11.

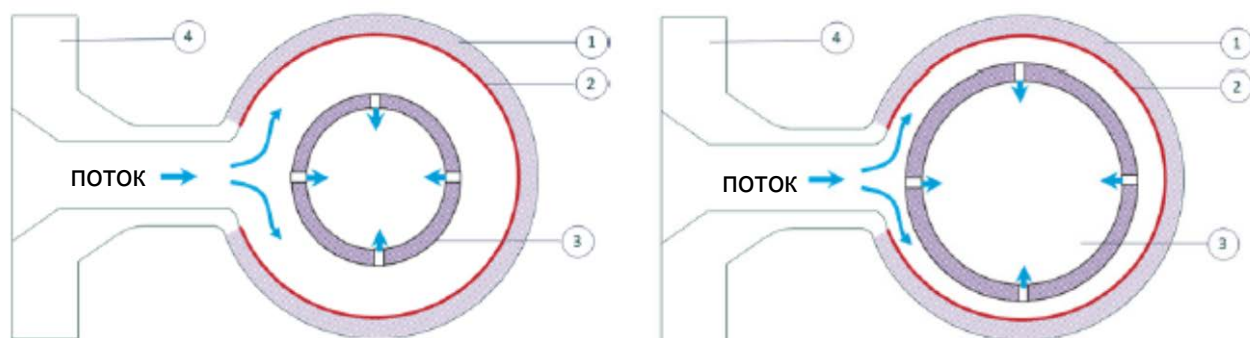


Рисунок 11 – Типичный канал дросселя; широкий канал (слева), узкий канал (справа); канал выделен красной линией. Обозначения: корпус дросселя (1); канал (2); клетка (3); входной фланец (4)

На рисунке 12 показаны основные габариты дросселя, используемые в расчете эрозии в канале:

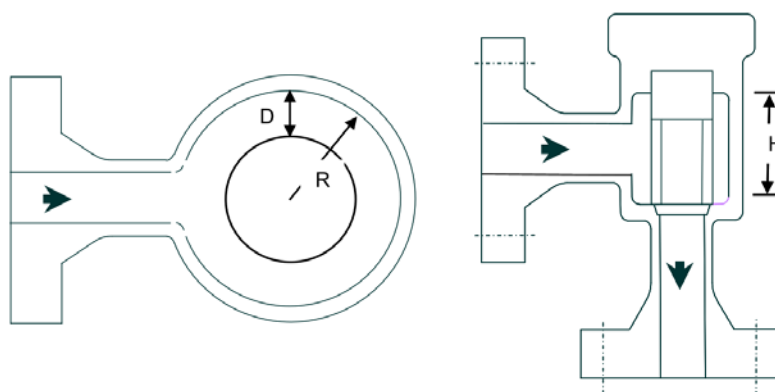


Рисунок 12 – Основные размеры дросселя, используемые в расчете

В Таблице 10 приведены параметры, используемые в модели эрозионного износа канала дросселя.

Таблица 10 – Параметры модели эрозии канала дросселя

Параметр	Описание
R, м	Радиус кривизны следует взять равным радиусу канала дросселя
D, м	Диаметр должен быть равен зазору между клеткой и корпусом дросселя
H, м	Высота (эффективная) канала дросселя
$A_g, \text{м}^2$	Эффективная площадь канала определяется как $2 \times H \times D$
$U_p, \text{м/с}$	Скорость определяется как $3/4 \times \text{фактической скорости потока (м}^3/\text{с)} / A_g (\text{м}^2)$
$C_1 (-)$	C_1 должно быть равным 1,25

Модель эрозии канала дросселя является производной моделью изгиба, описанной в 6.7 с параметрами, определенными в Таблице 10.

Модель проверяется по результатам CFD-моделированиям и результатам инспекций. Прогноз данной модели может отличаться от реального уровня эрозии, но не более чем в 3 раза в большую или меньшую сторону.

7 Параметры модели для других сред, вызывающих эрозию

Работа нефтегазового оборудования также связана с эрозионными частицами, отличными от кварцевого песка. Различные типы твердых материалов используются для утяжеления при бурении, заканчивании и для глушения скважин.

Для заканчивания и гидроразрыва скважины используются различные типы искусственно изготовленных частиц. При определенных операциях или в том случае, когда установлен внутрискважинный гравийный фильтр и при поломке фильтра, пропанты могут быть вынесены назад, в скважину.

Физические свойства кальцита, барита и пропантов в отношении к эрозии представлены в Таблице 11.

Таблица 11 – Свойства сред, вызывающих эрозию

Среда, вызывающая эрозию	Твердость (по шкале Мооса)	Плотность (кг/м ³)	Форма	Применение
Кварцевый песок	7	2650	Полунеокатанный - неокатанный	Вынос из пласта-коллектора
Кальцит	3	2710	Сферический - полу-неокатанный (известковый)	Утяжеляющий материал
Барит	3,5	4400	Сферический - полу-неокатанный (известковый)	Утяжеляющий материал
Пропанты	-	2710	Сферические/заостренные (при их разрушении)	Заканчивание скважины гидроразрывом

На основе испытаний материалов на эрозию, используя сталь в качестве материала мишени, сравнение воздействия эрозии различных сред на разные материалы в сравнении с кварцевым песком приведены в Таблице 12.

Таблица 12 – Воздействие эрозии частиц, отличных от кварцевого песка

Частицы, вызывающие эрозию	Параметры эрозионного воздействия
Кальцит, Барит	Эрозия стали под действием частиц барита и кальцита для практического применения можно приближенно считать в 50 раз ниже, чем эрозия обычным кварцевым песком. Из таблицы 4 видно, константу материала для кальцита и барита следует брать $K = 4 \cdot 10^{-11}$. Эта рекомендация основана на материалах испытаний эрозии, используя барит с учетом скоростей при ударе от 50 до 90 м/с при угле удара 30 градусов
Пропанты (не дробленые)	Эрозию стали можно приближенно считать равной воздействию на сталь кварцевого песка. Используя данные в таблице 4, константу материала для не дробленого пропанта можно брать $K = 2 \cdot 10^{-9}$
Пропанты (дробленые)	Эрозию стали можно приближенно считать в три раза выше воздействия на сталь кварцевого песка. Используя данные в таблице 4, константу материала для дробленого пропанта можно брать $K = 6 \cdot 10^{-9}$
Металлическая стружка	При чистке скважины небольшое количество металлических фрагментов, появляющихся после перфорации скважины, может попасть в пластовую среду. Эрозию стали металлической стружкой можно консервативно считать равной воздействию кварцевого песка.

Библиография

- [1] DNVGL-RP-O501-2015 Управление выносом песка и эрозией (Managing sand production and erosion)

- [2] API 17B Рекомендуемая практика для гибких трубопроводов (Recommended Practice for Flexible Pipe)

- [3] NORSOK P-100 Технологические системы (Process systems)

- [4] API 17J Руководство по использованию многослойных гибких труб с не связанной изоляцией (Specification for Unbonded Flexible Pipe)

Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность; системы подводной добычи; выноса песка; эрозия
