



ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ПНСТ
737—
2024

Нефтяная и газовая промышленность

СИСТЕМЫ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

**Оценка рисков и преимуществ
от наличия каналов доступа к скважине
в устьевом оборудовании**

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

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 5 марта 2024 г. № 12-пнст

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

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии собирает сведения о практическом применении настоящего стандарта. Данные сведения, а также замечания и предложения по содержанию стандарта можно направить не позднее чем за 4 мес до истечения срока его действия разработчику настоящего стандарта по адресу: inf@gazprom335.ru и/или в Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии по адресу: 123112 Москва, Пресненская набережная, д. 10, стр. 2.

В случае отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты» и также будет размещена на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.rst.gov.ru)

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2024

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

II

Содержание

1 Область применения1

2 Нормативные ссылки1

3 Термины и определения2

4 Обозначения и сокращения4

5 Общие положения4

 5.1 Введение4

 5.2 Анализ дерева неисправностей6

 5.3 Анализ видов и последствий отказов6

 5.4 Статистический метод7

6 Процедура оценивания рисков введения каналов доступа в систему подводных колонных головок ниже блока противовыбросового оборудования7

 6.1 Выполнение анализа видов и последствий отказов7

 6.2 Выполнение анализа дерева неисправностей8

 6.3 Распределение Вейбулла8

 6.4 Методы булевой алгебры9

Приложение А (справочное) Данные по возникновению устойчивого давления в затрубных пространствах исследуемых скважин на континентальном шельфе10

Приложение Б (справочное) Потенциальные пути утечки для систем подводных колонных головок16

Введение

Создание и развитие отечественных технологий и техники для освоения шельфовых нефтегазовых месторождений должно быть обеспечено современными стандартами, устанавливающими требования к проектированию, строительству и эксплуатации систем подводной добычи. Для решения данной задачи Министерством промышленности и торговли Российской Федерации и Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии реализуется «Программа по обеспечению нормативной документацией создания отечественной системы подводной добычи для освоения морских нефтегазовых месторождений». В объеме работ программы предусмотрена разработка национальных стандартов и предварительных национальных стандартов, областью применения которых являются системы подводной добычи углеводородов.

Целью разработки настоящего стандарта является описание методологии оценивания рисков и преимуществ введения каналов доступа в систему подводных колонных головок (скважину) систем подводной добычи углеводородов ниже блока противовыбросового оборудования для осуществления мониторинга затрубных пространств.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Нефтяная и газовая промышленность

СИСТЕМЫ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

Оценка рисков и преимуществ от наличия каналов доступа
к скважине в устьевом оборудовании

Petroleum and natural gas industry. Subsea production systems.
An evaluation of the risks and benefits of well access channels in subsea wellhead equipment

Срок действия — с 2024—06—30
до 2027—06—30

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает методы оценивания рисков и преимуществ введения каналов доступа в систему подводных колонных головок (скважину) системы подводной добычи углеводородов ниже блока противовибросового оборудования для осуществления мониторинга затрубных пространств.

1.2 Настоящий стандарт применим к подготовке и проведению мероприятий по управлению рисками с использованием инструментов качественного анализа рисков, таких как анализ дерева неисправностей, анализ видов и последствий отказов и статистический метод. Оценивание рисков проводится для трех систем:

- 1) система подводных колонных головок без дополнительных каналов доступа;
- 2) система подводных колонных головок с одним дополнительным каналом доступа;
- 3) система подводных колонных головок с двумя дополнительными каналами доступа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 27.302—2009 Надежность в технике. Анализ дерева неисправностей

ГОСТ Р 27.303 (МЭК 60812:2018) Надежность в технике. Анализ видов и последствий отказов

ГОСТ Р 50779.27 (МЭК 61649:2008) Статистические методы. Распределение Вейбулла. Анализ данных

ГОСТ Р 51897 (ISO Guide 73:2009) Менеджмент риска. Термины и определения

ГОСТ Р 58771 Менеджмент риска. Технологии оценки риска

ГОСТ Р 59304 Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения

ГОСТ Р МЭК 61078 Надежность в технике. Структурная схема надежности

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 ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого

стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 51897 и ГОСТ Р 59304, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 анализ дерева неисправностей; FTA: Метод идентификации и анализа факторов, которые могут способствовать возникновению исследуемого нежелательного события (называемого конечным событием).

Примечание — С помощью дедукции исследуемые факторы идентифицируют, выстраивают их логическим образом и представляют на диаграмме в виде дерева, которое отображает эти факторы и их логическую связь с конечным событием.

3.2 анализ видов и последствий отказов; FMEA: Метод, используемый для идентификации способов отказа компонентов, систем или процессов, которые могут привести к невыполнению их назначенной функции.

3.3

вид отказа (failure mode): Единица классификации отказов на основе установленных критериев: особенностей, причины, последствий отказа; функции, способность выполнения которой утрачена в результате отказа; или изменения состояния объекта.

[ГОСТ Р 27.102—2021, статья 39]

3.4 дерево неисправностей: Графическая модель разных параллельных и последовательных комбинаций неисправностей, приводящих к данному нежелательному событию, которое является конечным событием данного дерева неисправностей.

3.5 затрубное пространство эксплуатационной колонны (затрубное пространство «А»): Кольцевое пространство между насосно-компрессорной трубой и эксплуатационной колонной скважины.

3.6 затрубное пространство промежуточной колонны (затрубное пространство «Б»): Кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и промежуточной колонной скважины.

3.7 затрубное пространство колонны кондуктора (затрубное пространство «В»): Кольцевое пространство между промежуточной колонной и колонной кондуктора скважины.

3.8 затрубное пространство колонны направления (затрубное пространство «Г»): Кольцевое пространство между колонной кондуктора и колонной направления скважины.

3.9 значение приоритетности риска; RPN: Один из методов количественной оценки критичности, вычисляемый по формуле

$$RPN = S \cdot O \cdot D,$$

где S — значение тяжести последствий, т. е. степени влияния отказа на систему (безразмерная величина);

O — вероятность появления отказа для заданного или установленного периода времени (безразмерная величина);

D — характеризует обнаружение отказа и представляет собой оценку шанса идентифицировать и устранить отказ до появления последствий для системы.

3.10

идентификация риска (risk identification): Процесс выявления, определения и описания риска (2.1).

Примечание 1 — Идентификация риска включает в себя выявление источников риска (4.5.1.2), событий (4.5.1.3), их причин и возможных последствий (4.6.1.3).

Примечание 2 — Идентификация риска может также учитывать анализ исторических данных, теоретический анализ, информированные и экспертные суждения, а также потребности заинтересованных сторон (4.2.1.1).

[ГОСТ Р 51897—2021, статья 4.5.1]

3.11 каналы доступа в систему подводных колонных головок: Боковые отводы в корпусах колонных головок, предназначенные для проведения диагностики скважины, мониторинга затрубных пространств и контроля давления на них.

3.12

мероприятие по управлению риском (control): Способ воздействия на риск, направленный на удержание и/или изменение риска (2.1).

Примечание 1 — Мероприятия по управлению риском охватывают любые процессы, политики, устройства, практики и другие условия и/или действия, используемые для удерживания и/или изменения риска, но не ограничиваются ими.

Примечание 2 — Мероприятия по управлению не всегда могут привести к ожидаемым или предполагаемым результатам изменения риска.

[ГОСТ Р 51897—2021, статья 4.8.1.1]

3.13

оценивание риска (risk evaluation): Процесс сравнения результатов анализа риска (4.6.1) с критериями риска (4.3.1.3) для определения допустимости или приемлемости риска (2.1) и/или его размера.

Примечание — Оценивание риска используется при принятии решения о воздействии на риск (4.8.1).

[ГОСТ Р 51897—2021, статья 4.7.1]

3.14

последствия отказа (failure effect): Явления, процессы, события и состояния, обусловленные возникновением отказа объекта.

Примечания

1 В некоторых случаях при анализе может быть необходимо рассмотреть отдельные виды отказов и их последствия.

2 Последствия отказа могут быть как внутри объекта, так и вне его.

[ГОСТ Р 27.102—2021, статья 44]

3.15

риск (risk): Влияние неопределенности на достижение поставленных целей.

Примечание 1 — Под влиянием неопределенности понимается отклонение от ожидаемого результата. Оно может быть положительным и/или отрицательным, может создавать или приводить к возникновению возможностей и угроз.

Примечание 2 — Цели могут иметь различные аспекты и категории и определяться на различных уровнях.

Примечание 3 — Риск часто выражается через его источники (4.5.1.2), потенциальные события (4.5.1.3), их последствия (4.6.1.3) и вероятность (4.6.1.1).

[ГОСТ Р 51897—2021, статья 2.1]

3.16

система подводных колонных головок; СПКГ: Устьевое оборудование, предназначенное для изоляции и герметизации межколонных пространств.
[ГОСТ Р 59304—2021, статья 53]

3.17

уровень риска (level of risk): Размер риска (2.1) или комбинации рисков, характеризующий последствиями (4.6.1.3) и их вероятностью (4.6.1.1).
[ГОСТ Р 51897—2021, статья 4.6.1.7]

4 Обозначения и сокращения

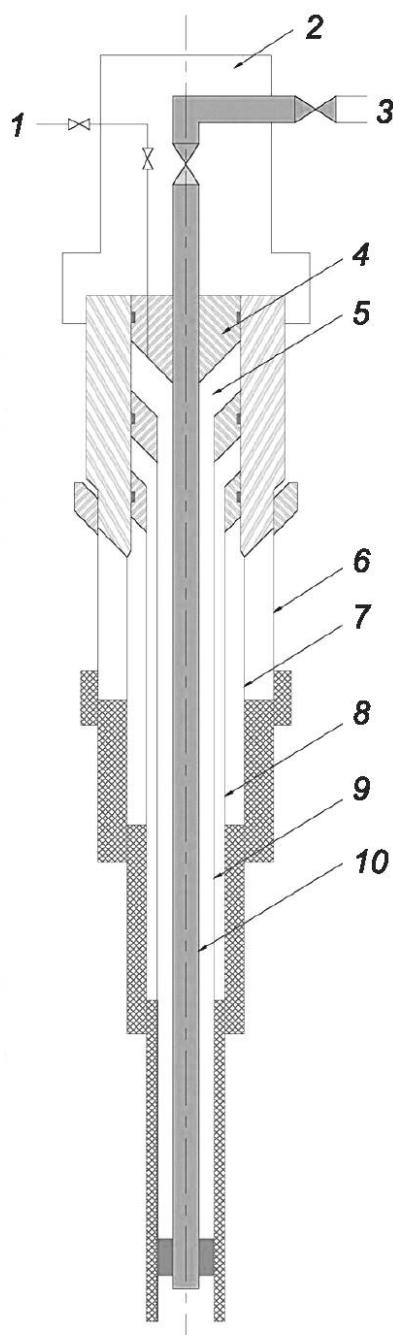
В настоящем стандарте использованы следующие обозначения и сокращения:

- r^2 — коэффициент детерминации (r — коэффициент корреляции);
- n/s — отношение общего количества испытуемых скважин к общему количеству отказов;
- η — параметр масштаба распределения Вейбулла;
- β — параметр формы распределения Вейбулла;
- НКТ — насосно-компрессорная труба;
- ПФА — подводная фонтанная арматура;
- ТНПА — телеуправляемый необитаемый подводный аппарат;
- CDF — функция распределения (cumulative distribution function);
- MIYP — минимальное значение внутреннего давления, при котором достигается предел текучести, МПа (minimum value of yield pressure);
- MMS — служба управления минеральными ресурсами Министерства природных ресурсов США (Mineral Management Service);
- SCP — устойчивое давление в затрубном пространстве, МПа (steady clearance pressure).

5 Общие положения

5.1 Введение

5.1.1 Типовые конструкции систем подводных колонных головок предусматривают возможность контроля давления в затрубном пространстве «А» при помощи датчика давления, установленного на участке движения флюида в межтрубном пространстве устьевого оборудования. При этом системы подводных колонных головок не обеспечивают возможности контроля давления затрубных пространств «Б», «В» и «Г». Схема типовой конструкции системы подводных колонных головок без каналов доступа в затрубные пространства «Б», «В» и «Г» представлена на рисунке 1.



1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — ПФА; 3 — добычная линия;
 4 — подвеска НКТ; 5 — затрубное пространство «А»; 6 — колонна направления;
 7 — колонна кондуктора; 8 — промежуточная колонна; 9 — эксплуатационная колонна; 10 — НКТ

Рисунок 1 — Типовая конструкция системы подводных колонных головок без каналов доступа в затрубные пространства «Б», «В» и «Г» (ПФА, подвеска НКТ и НКТ не входят в состав конструкции и показаны условно)

5.1.2 Основными преимуществами от наличия каналов доступа к скважине в устьевом оборудовании в затрубные пространства «Б», «В» и «Г», расположенные ниже блока противовыбросового оборудования в системе подводных колонных головок, являются:

- возможность проведения диагностики каждой из колонн скважины;
- контроль давления в затрубных пространствах «Б», «В» и «Г»;

- контроль давления в соседних затрубных пространствах при повышении или снижении давления в определенном затрубном пространстве;
- возможность сброса избыточного давления в определенном затрубном пространстве.

Примечание — Исследовательские данные по возникновению SCP в скважинах на континентальном шельфе представлены в приложении А.

5.1.3 Наличие каналов доступа к скважине в устьевом оборудовании в затрубные пространства «Б», «В» и «Г», расположенные ниже блока противовыбросового оборудования в системе подводных колонных головок, также содержит следующие риски:

- получение ложных показаний давления в затрубных пространствах вследствие закупоривания каналов доступа в течение срока службы скважины;
- возникновение аварийной ситуации, связанной с потерей управления скважиной;
- нарушение целостности системы подводных колонных головок.

5.1.4 Для каждой подводной колонной головки, имеющей SCP, необходимо выполнять диагностические испытания, отчет о проведении которых должен содержать следующую информацию:

- буквенное обозначение затрубного пространства (см. приложение А);
- значение SCP в начале испытания;
- диаграмму давлений или время, необходимое для стравливания давления до значения атмосферного давления, регистрируемое датчиком;
- тип добываемого флюида;
- объем(ы) извлеченных жидкостей;
- диаграмму повышения давления или давления, записываемого не реже одного раза в час;
- статическое давление в НКТ и гидродинамическое давление в НКТ;
- дебит скважины;
- состояние скважины.

5.1.5 Допущения, позволяющие продолжать работы по освоению скважины, не требующие проведения диагностических испытаний и анализа:

- SCP менее 20 % МНУР;
- давление внутри обсадной колонны стравливается до значения атмосферного давления в течение 24 ч или менее.

5.2 Анализ дерева неисправностей

5.2.1 Для описания метода FTA необходимо руководствоваться требованиями, изложенными в данном подразделе и положениях ГОСТ Р 58771 и ГОСТ Р 27.302.

5.2.2 FTA следует описывать как аналитический прием, при помощи которого задается нежелательное состояние и система анализируется в контексте окружающей ее среды и эксплуатации для нахождения всех вероятных путей возникновения данного нежелательного события.

5.2.3 Дерево неисправностей использует принцип нисходящего анализа для создания логической модели для качественной и количественной оценок надежности системы на основании набора правил и логических символов из теории вероятностей и булевой алгебры. Оно не является моделью всех возможных неисправностей системы или всех возможных причин отказа системы. Дерево неисправностей специально разрабатывается для своего конечного события, конкретной модели отказа системы и, таким образом, включает только те неисправности, которые вносят вклад в данное конечное событие.

5.3 Анализ видов и последствий отказов

5.3.1 Задачей FMEA является идентификация и предотвращение известных и потенциальных проблем. FMEA-анализ помогает идентифицировать и классифицировать эти проблемы таким образом, чтобы их можно было распределить по степени операционной важности. Для четкой формулировки приоритета какой-либо проблемы используется RPN.

5.3.2 Для описания метода следует руководствоваться требованиями, изложенными в данном подразделе и положениях ГОСТ Р 58771 и ГОСТ Р 27.303.

5.3.3 Самое высокое значение RPN означает проблему, которую для предотвращения будущих отказов следует обозначить наиболее приоритетной. RPN должно сопровождаться реальными данными, статистическими данными производственного контроля, архивными данными и/или аналогичными или идентификационными данными для такой оценки.

5.3.4 FMEA следует описывать как процедуру, посредством которой анализируется каждый потенциальный вид отказа, чтобы определить его результаты или влияние на данную систему, а также классифицировать каждый вид отказа в соответствии с его значимостью.

5.3.5 Примерами видов отказа являются растрескивание, утечки, разрывы, деформация, коррозия и заклинивание.

5.3.6 Последствия отказа определяются как результат действия данного отказа на систему, конструкцию, процесс или эксплуатацию. Последствия отказа следует изучать как с локальной, так и с глобальной точки зрения. Отказ с глобальными последствиями является более серьезным, чем отказ, имеющий локализованные последствия.

5.3.7 При поиске причины отказа необходимо искать коренную причину, а не признак этого отказа. Причиной отказа может быть также человеческая ошибка. Для одного вида отказа могут иметь место несколько причин. Все причины необходимо перечислять в протоколе FMEA.

5.3.8 Методом определения причин отказа служат средства, при помощи которых отказ можно обнаружить во время нормальной эксплуатации системы или путем каких-либо диагностических действий.

5.4 Статистический метод

5.4.1 Для описания статистического метода (распределение Вейбулла) следует руководствоваться требованиями, изложенными в настоящем подразделе и положениях ГОСТ Р 58771 и ГОСТ Р 50779.27.

5.4.2 Распределение Вейбулла используют для моделирования данных из распределений с возрастающей, убывающей и постоянной интенсивностью отказов. Распределение Вейбулла может быть применено к широкому спектру данных. Нарботка до отказа, количество циклов до отказа, пробег до отказа, механическое напряжение или аналогичные непрерывные параметры должны быть зафиксированы для всех объектов. Распределение ресурса может быть смоделировано даже в том случае, когда не все объекты отказали.

5.4.3 Для анализа ресурса необходимо применять двухпараметрическое распределение Вейбулла. Функция плотности вероятности для распределения Вейбулла подробно описана в ГОСТ Р 50779.27.

6 Процедура оценивания рисков введения каналов доступа в систему подводных колонных головок ниже блока противовыбросового оборудования

6.1 Выполнение анализа видов и последствий отказов

6.1.1 Необходимо определить все возможные потенциальные виды, причины и последствия отказа. Схема системы подводных колонных головок представлена на рисунке 1.

Примечание — В настоящем стандарте приведены характерные виды отказов, а также их причины. При проведении анализа пользователи могут вводить дополнительные обоснованные виды отказов и их причины, связанные с изменением схемы системы подводных колонных головок под конкретное месторождение.

6.1.1.1 Утечка через обсадную колонну и/или соединение обсадной колонны, связанная со следующими принципиальными причинами отказа:

- коррозия трубы и/или коррозия уплотнительных поверхностей соединения;
- тепловые циклические нагрузки на обсадную колонну;
- повреждение резьбы;
- повреждение обсадной колонны при операциях бурения;
- повреждение уплотнительных поверхностей соединений;
- использование некачественного или несоответствующего резьбового герметика;
- чрезмерный либо недостаточный крутящий момент в резьбовом соединении.

6.1.1.2 Утечка через затрубное уплотнение подвески обсадной колонны, связанная со следующими принципиальными причинами отказа:

- повреждение уплотнительных поверхностей;
- тепловые циклические нагрузки, приводящие к дополнительным осевым нагрузкам, действующим на подвеску;
- неправильная подгонка затрубного уплотнения подвески;
- коррозия уплотнительных поверхностей;

- повреждение уплотнения подвески из-за высоких температур;
- потеря контактного давления в зоне уплотнения во время циклических изменений температур;
- несовместимость между уплотнением и флюидами;
- загрязнение уплотнительной поверхности твердыми частицами;
- вибрация.

6.1.1.3 Отсутствие/нарушение целостности цемента обсадных колонн, связанное со следующими принципиальными причинами отказа:

- операции по разрыву пласта;
- расширение и сжатие вследствие циклических изменений температур;
- трещины микрокольцевой зоны;
- слабое сцепление между породой и цементом;
- газ в цементе.

6.1.1.4 Ошибочные значения на датчике давления, связанные со следующими принципиальными причинами отказа:

- неисправность датчика давления;
- забитое напорное отверстие перед датчиком давления;
- потеря сигнала от датчика давления.

6.1.1.5 Повреждение арматуры, соединенной с каналом доступа в корпусе колонной головки кондуктора, из-за внешних воздействий связанное со следующими принципиальными причинами отказа:

- повреждение арматуры и/или корпуса колонной головки кондуктора во время процесса спуска/установки;
- повреждение, возникшее при установке ПФА;
- повреждение арматуры в результате взаимодействия с ТНПА;
- повреждение от упавшего оборудования.

6.1.1.6 Утечка из соединений арматуры, связанная со следующими принципиальными причинами отказа:

- арматура, не обеспечивающая герметичность в закрытом положении;
- арматура, не обеспечивающая герметичность в открытом положении.

6.1.1.7 Нарушение герметичности корпуса колонной головки, связанное со следующими принципиальными причинами отказа:

- ошибочное определение высоты колонной головки кондуктора;
- возникновение концентрации напряжений от введения дополнительных каналов доступа.

6.1.2 Необходимо определить величины задающего воздействия (индексы от 1 до 10): частота возникновения, серьезность последствий и вероятность обнаружения. Индексы необходимо умножить друг на друга, определяя RPN, полученный RPN необходимо использовать для ранжирования потенциальных причин отказа.

6.2 Выполнение анализа дерева неисправностей

6.2.1 Конечным событием дерева неисправностей является отсутствие способности системы подводных колонных головок выполнять функцию барьера, установленного в скважине на протяжении всего срока службы скважины. Это означает, что система подводных колонных головок должна выполнять роль барьера между каждым продуктивным горизонтом и окружающей средой. При разработке итогового дерева неисправностей необходимо проверить каждый из возможных путей утечки.

Примечание — В некоторых случаях путь утечки представляет утечку из затрубного пространства эксплуатационной колонны в затрубное пространство колонны направления и/или в окружающую среду. В других случаях — это утечка от пласта либо к внутренней колонне, либо к окружающей среде через какое-либо затрубное пространство.

6.2.2 Потенциальные пути утечки для систем подводных колонных головок с двумя доступами показаны на рисунках приложения Б.

6.2.3 Необходимо построить дерево неисправностей для всех случаев, описанных в приложении Б.

6.3 Распределение Вейбулла

6.3.1 Необходимо провести анализ исходных данных относительно количества скважин с SCP и возраста скважин, используя распределение Вейбулла для определения формы кривой распределения. Это позволит определить статистическую вероятность воздействия давления в обсадной колонне

на скважину как функции возраста данной скважины. Пример результата распределения Вейбулла показан на рисунке А.5 приложения А, а интегральная функция распределения показана на рисунке А.6 приложения А.

6.3.2 Значения вероятности, полученные из CDF кривой, необходимо использовать для каждого из значений индекса в таблице индексов возникновения отказов. Пример таблицы показан в приложении А.

6.3.3 Отказы, приводящие к появлению устойчивого давления в обсадной колонне, происходят в результате комбинирования видов неисправностей, то есть отсутствие или наличие сероводорода; дебет скважины; давления; температуры; конструктивные особенности и т. п.

6.4 Методы булевой алгебры

6.4.1 Для получения значений верхнего уровня относительную частоту возникновения значений для каждого из случаев отказа необходимо продвинуть на последовательно более высокий уровень в дереве неисправностей с использованием булевой алгебры для логических элементов «И» и «ИЛИ». По определению вероятность возникновения по схеме «ИЛИ» составляет: $P_0 = P_1 + P_2 - (P_1 \cdot P_2)$. Что касается схемы «И», вероятность возникновения составляет: $P_A = P_1 \cdot P_2$. Подробное описание логических элементов представлено в ГОСТ Р МЭК 61078. Графическое изображение логических элементов — в соответствии с приложением А ГОСТ Р 27.302—2009.

6.4.2 Значения необходимо нормализовать к значению, полученному для актуальной конструкции системы подводных колонных головок без точек доступа (вместо использования абсолютной частоты возникновения значения), и использовать для сравнения одного дерева неисправностей с другим.

6.4.3 Необходимо нормализовать вероятность отказа для каждого из случаев дерева неисправностей (отсутствие точек доступа, один доступ и два доступа) относительно случая «отсутствие доступа» для получения относительного значения риска.

6.4.4 Результаты анализа рисков, основанные на данных MMS, и соответствующие выводы для примера приведены в приложении А.

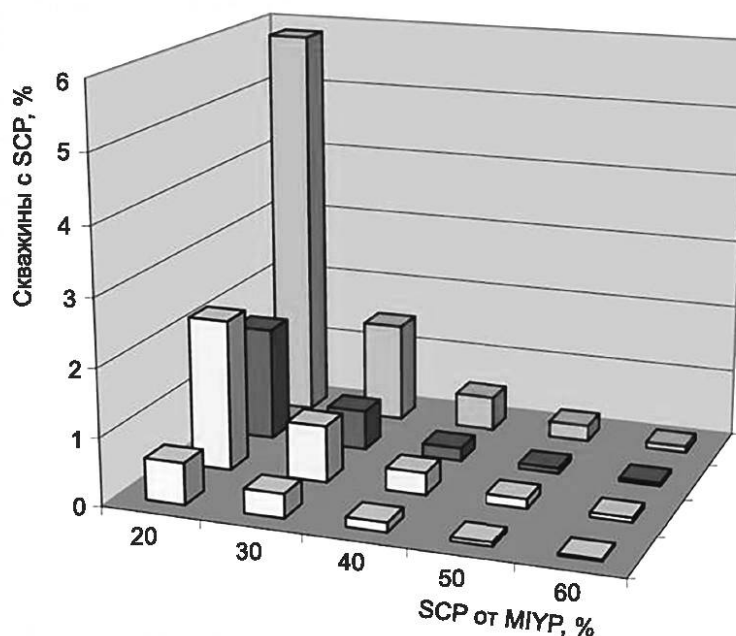
Приложение А
(справочное)

**Данные по возникновению устойчивого давления в затрубных пространствах
исследуемых скважин на континентальном шельфе**

В таблице А.1 размещена сводная информация базы данных MMS по возникновению SCP в выборке из 15 516 скважин на континентальном шельфе в Мексиканском заливе. На рисунке А.1 изображены данные по SCP в затрубных пространствах исследуемых скважин выборки.

Таблица А.1 — Возникновение SCP в исследуемых скважинах на континентальном шельфе в Мексиканском заливе (выборка из 15 516 скважин)

SCP от МІУР, %	Скважины с SCP		Затрубные пространства								Общее количество исследуемых колонн	
			эксплуатацион- ной колонны		промежуточной колонны		колонны кондуктора		колонны направления			
	шт.	% от выборки	шт.	% от выборки	шт.	% от выборки	шт.	% от выборки	шт.	% от выборки	шт.	% от выборки
> 0	6692	43,1	4783	30,8	1655	10,7	2660	17,1	1055	6,80	10 153	65,4
> 20	1446	9,3	906	5,8	261	1,70	347	2,2	95	0,60	1609	10,4
> 30	482	3,1	229	1,5	91	0,60	130	0,8	55	0,40	505	3,3
> 40	174	1,1	78	0,5	30	0,20	51	0,3	22	0,10	181	1,2
> 50	80	0,5	37	0,2	12	0,10	22	0,1	9	0,10	80	0,5
> 60	35	0,2	14	0,1	7	0,05	10	0,1	4	0,03	35	0,2



- колонны направления («Г»);
 – колонны кондуктора («В»);
 – промежуточной колонны («Б»);
 – эксплуатационной колонны («А»)

Рисунок А.1 — Данные по SCP в затрубных пространствах исследуемых скважин выборки

Известно, что 1446 (9,3 %) скважин, указанных в таблице А.1, имеют SCP выше, чем 20 % от МІУР данной скважины. Из 1446 скважин 906 имеют давление в затрубном пространстве эксплуатационной колонны (затрубное пространство «А»), 261 имеют давление в затрубном пространстве промежуточной колонны (затрубное пространство «Б»), 347 имеют давление в затрубном пространстве колонны кондуктора (затрубное пространство «В») и 95 имеют давление в затрубном пространстве колонны направления (затрубное пространство «Г»).

Представленные выше данные демонстрируют, что примерно на 4,5 % скважин оказывает влияние давление в обсадной колонне во внешних затрубных пространствах («Б», «В» или «Г») при уровнях выше 20 % от МІУР. Это число падает до 1,8 %, когда давление превышает 30 % от МІУР, и далее до 0,3 %, когда это давление выше 50 % от МІУР. Таким образом, частота возникновения давления в обсадной колонне является очень низкой и имеет проектный запас, равный двум.

Данные по CSP в затрубных пространствах промежуточной колонны, колонны кондуктора и колонны направления («Б», «В» и «Г») приведены на рисунке А.2. Индекс возникновения отказа, определенный в таблице А.2, основывается на информации рисунка А.2.

Таблица А.2 — Относительный индекс возникновения отказа

Индекс	Описание	Относительная частота возникновения
10	Почти достоверное событие	11,34 %
9	Очень высокая вероятность	9,56 %
8	Высокая вероятность	7,89 %
7	Умеренно высокая вероятность	6,34 %
6	Средняя вероятность	4,91 %
5	Периодически	3,62 %
4	Невысокая вероятность	2,49 %
3	Очень низкая вероятность	1,53 %
2	Редко	0,77 %
1	Маловероятно	0,24 %

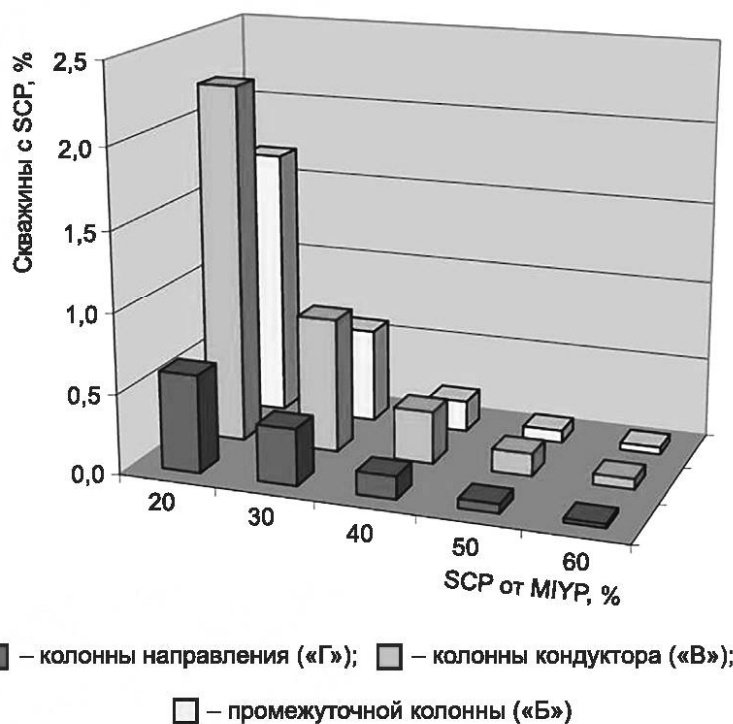


Рисунок А.2 — Данные по SCP в затрубных пространствах промежуточной колонны, колонны кондуктора и колонны направления

На основании данных, указанных в таблице А.1, видно, что частота возникновения давления в обсадной колонне выше в поверхностных затрубных пространствах, чем в промежуточных затрубных пространствах для всех уровней давления. Для давлений, превышающих 20 % от МНП, 2,2 % скважин демонстрируют давление в затрубном пространстве колонны кондуктора, тогда как только 1,7 % скважин демонстрируют давление в затрубном пространстве промежуточной колонны, но 5,8 % скважин демонстрируют давление в затрубном пространстве эксплуатационной колонны.

Это означает, что давление в поверхностном затрубном пространстве часто направлено внутрь от пласта месторождения, а не наружу от затрубного пространства «А».

На основании данных ММС составлены графики зависимостей возникновения SCP в скважинах от фактического срока их эксплуатации (см. рисунки А.3, А.4).

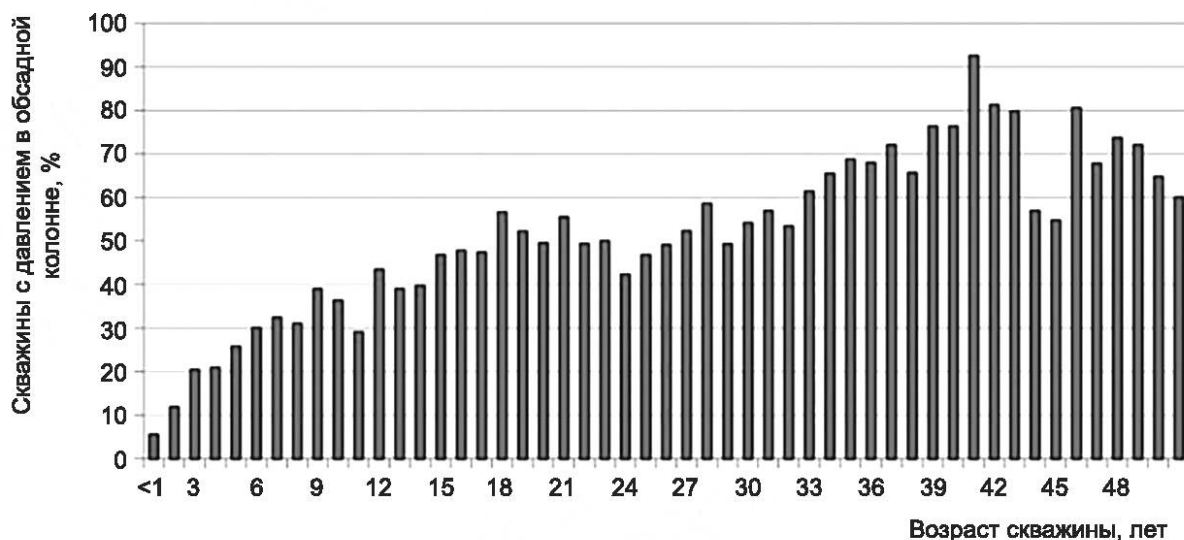


Рисунок А.3 — Возникновение SCP в скважинах в зависимости от фактического срока их эксплуатации

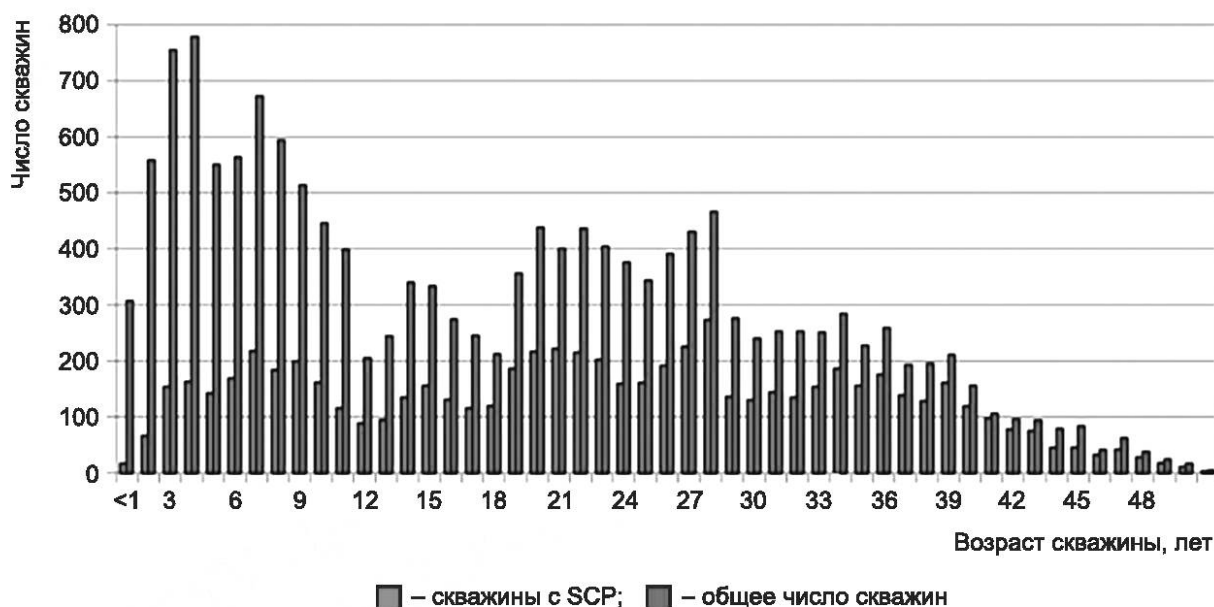


Рисунок А.4 — Соотношение общего количества скважин и скважин с SCP в зависимости от фактического срока их эксплуатации

На основании MMS данных построено распределение Вейбулла, показанное на рисунке А.5, для скважин внешнего континентального шельфа с давлением в обсадной колонне, как функция возраста скважины. На основании этого анализа создана CDF, показанная на рисунке А.6. Эту кривую используют для определения вероятности, с которой должно возникнуть данное событие, как функции времени.

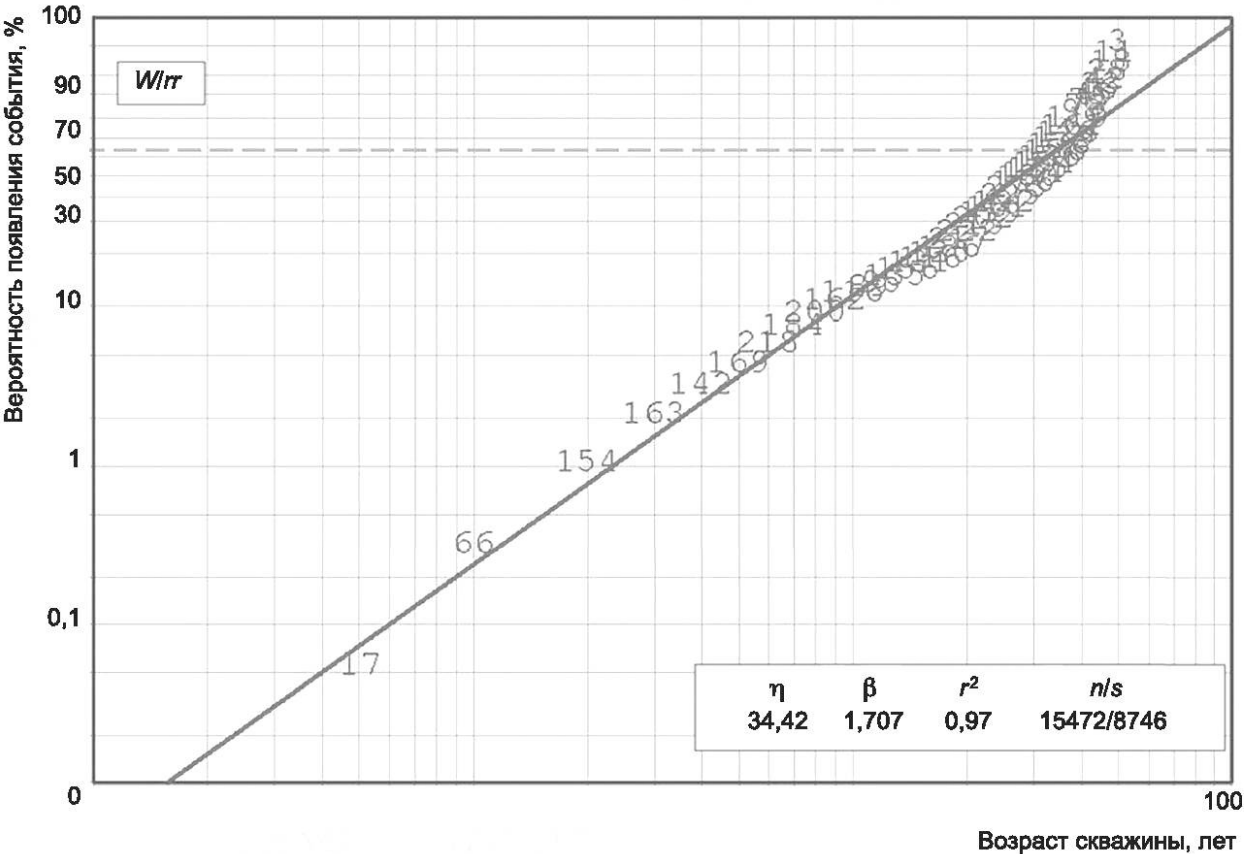


Рисунок А.5 — Распределение Вейбулла для скважин с давлением в обсадной колонне в соответствии с возрастом

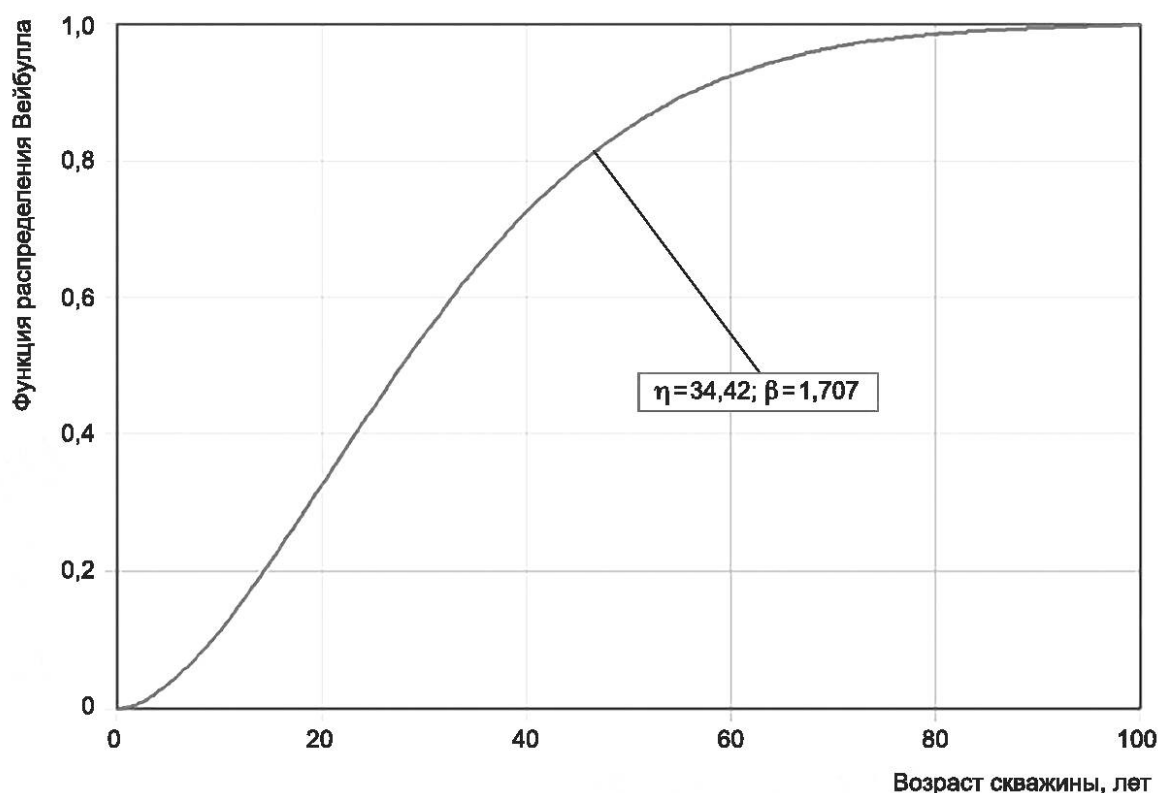


Рисунок А.6 — Функция распределения Вейбулла для скважин с давлением в обсадной колонне

Значения вероятности, полученные из CDF-кривой, используют для каждого из значений индекса в таблице индексов возникновения отказов (таблица А.2).

Распределение Вейбулла определило характеристический срок службы 34,42 года и параметр формы (β) 1,707. На основании распределения Вейбулла прогнозируется, что давление в обсадной колонне будет оказывать влияние на 32,7 % скважин на протяжении первых 20 лет срока службы. Однако это не дифференцируется по величине давления в обсадной колонне или для конкретного затрубного пространства, испытывающего давление. Параметр формы 1,707 показывает, что скважины с давлением в обсадной колонне демонстрируют более высокий износ, чем при случайном отказе ($\beta = 1$) или при отказе на ранней стадии (β — отказ дефектного оборудования < 1).

При выполнении анализа рисков с учетом наличия одного доступа в скважину оценивают снижение риска нарушения целостности корпуса колонной головки в 2,5 раза. Этот риск при наличии двух доступов примерно в 2,7 раза больше риска при отсутствии доступов. Эти результаты суммированы в приведенной ниже таблице А.3. Выполненный анализ базируется на 2-дюймовых доступах и 2-дюймовых клапанах, присоединяемых к колонной головке.

Таблица А.3 — Анализ риска отсутствия способности системы подводных колонных головок осуществлять функцию барьера на протяжении всего срока службы скважины

Событие	Без доступа	2-дюймовый доступ в затрубное пространство «Б»	2-дюймовый доступ в затрубные пространства «Б» и «В»
Неспособность системы подводных колонных головок выполнять роль барьера давления	10,1 % (1,0)	25,3 % (2,5)	27,3 % (2,69)

Другой анализ проведен для сравнения ½-дюймовых доступов и 2-дюймовых доступов. Некоторые отказы по корневой причине были выше с ½-дюймовыми доступами. Поэтому выполнен анализ для оценки надежности системы в целом. В этом случае риск, связанный с одним ½-дюймовым доступом, будет примерно в 3,6 раза больше риска при отсутствии доступа и увеличивается до 3,7 раза с двумя доступами.

Таблица А.4 — Анализ риска отсутствия способности системы подводных колонных головок осуществлять функцию барьера давления на протяжении всего срока службы скважины

Событие	Без доступа	1/2-дюймовый доступ в затрубное пространство «Б»	1/2-дюймовый доступ в затрубные пространства «Б» и «В»
Неспособность системы подводных колонных головок выполнять роль барьера давления	10,1 % (1,0)	36,3 % (3,59)	37,9 % (3,75)

Выполнено оценивание рисков и преимуществ от наличия каналов доступа к скважине в системе подводных колонных головок. Для оценки способности системы колонных головок выполнять роль барьера давления использована методология анализа дерева неисправностей, а существующую систему подводных колонных головок без доступов сравнивают с системой, имеющей доступы. Качественный анализ рисков проводят, опираясь на индекс риска для каждого вида отказа. На основании этого анализа получено, что риск невозможности выполнять роль барьера давления при одном доступе в корпус колонной головки приблизительно в 2,5 раза выше, чем для существующих конструкций, соответствующих промышленному стандарту, без доступов. Эти результаты суммированы в приведенной ниже таблице А.5. Этот анализ базируется на 2-дюймовых доступах и 2-дюймовых клапанах, соединенных с колонной головкой. Однако для некоторых прикладных задач проектирование доступа такого размера в подводные колонные головки является недопустимым, с ограничением более малыми размерами. Но риск, связанный с наличием одного 1/2-дюймового доступа составляет в 3,6 раза большую величину, чем при отсутствии доступа, и увеличивается до 3,7 раз для двух доступов.

С другой стороны, преимущества наличия доступов предусматривает дополнительное средство диагностики к существующему мониторингу затрубного пространства «А». Использование бокового доступа в качестве отверстия для ликвидации последствий отказов не обеспечивает необходимый уровень контроля скважины, поскольку в некоторый момент доступ может забиваться шламом, и показания давления становятся ложными.

На основании анализа, взвешивающего как риски, так и преимущества введения доступов в корпус колонной головки, ожидается, что дополнительные риски, связанные с добавлением доступов, значительно перевешивают преимущества, выявленные аналитическим путем и достижимые с этими доступами. Более выгодно направлять усилия на вопросы проектирования и эксплуатации для минимизации вероятности возникновения давления в обсадной колонне, чем сосредотачиваться на ликвидации последствий после того, как давление в обсадной колонне появилось. Следовательно, необходимо придавать большее значение конструкции скважины и методам эксплуатации, которые помогут предотвратить появление давления в обсадной колонне, вместо механической ликвидации последствий.

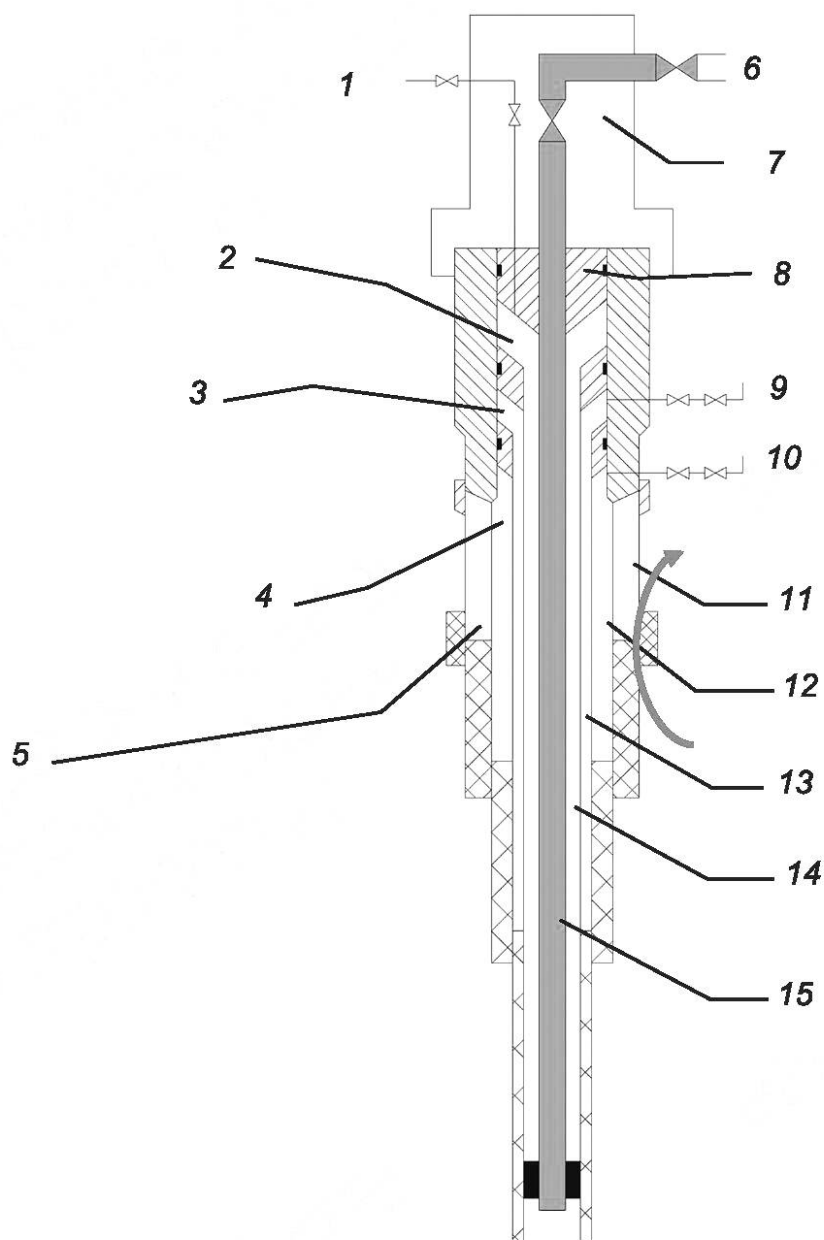
Таблица А.5 — Сводка анализа относительных рисков

Событие	Конфигурация	Без доступа	Доступ в затрубное пространство «Б»	Доступ в затрубные пространства «Б» и «В»
Неспособность системы подводных колонных головок выполнять роль барьера давления	2-дюймовые доступы	1,00	2,50	2,69
	1/2-дюймовые доступы	1,00	3,59	3,75

Приложение Б
(справочное)

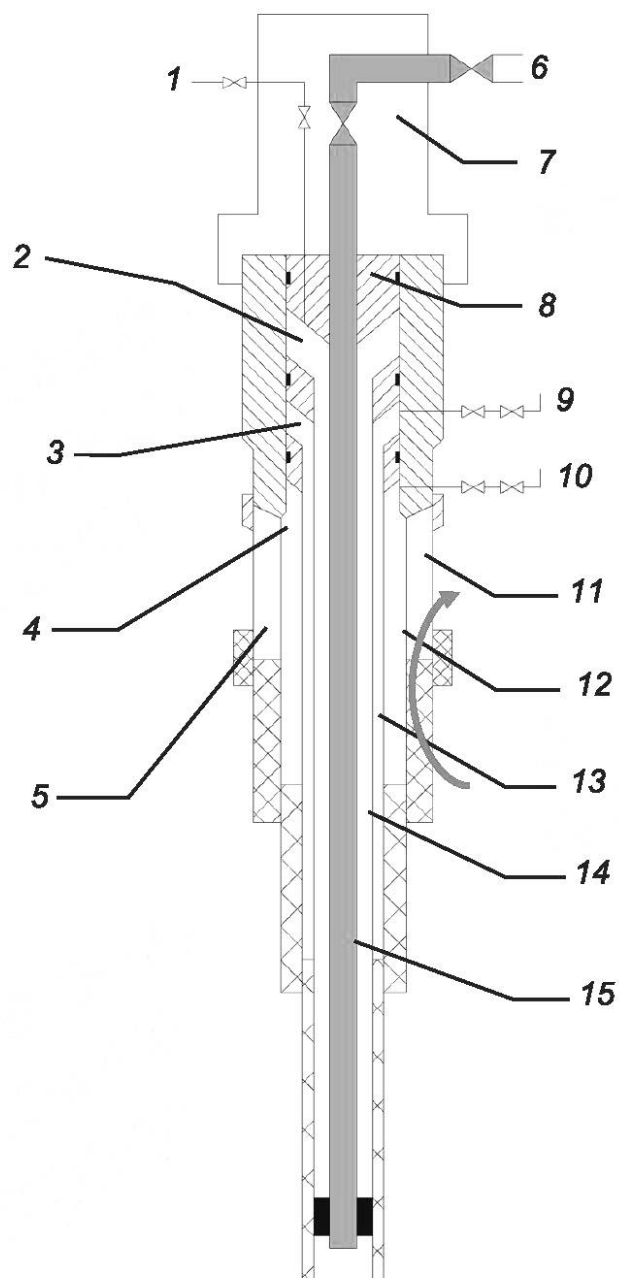
Потенциальные пути утечки для систем подводных колонных головок

Потенциальные пути утечки для систем подводных колонных головок представлены на рисунках Б.1 — Б.35.



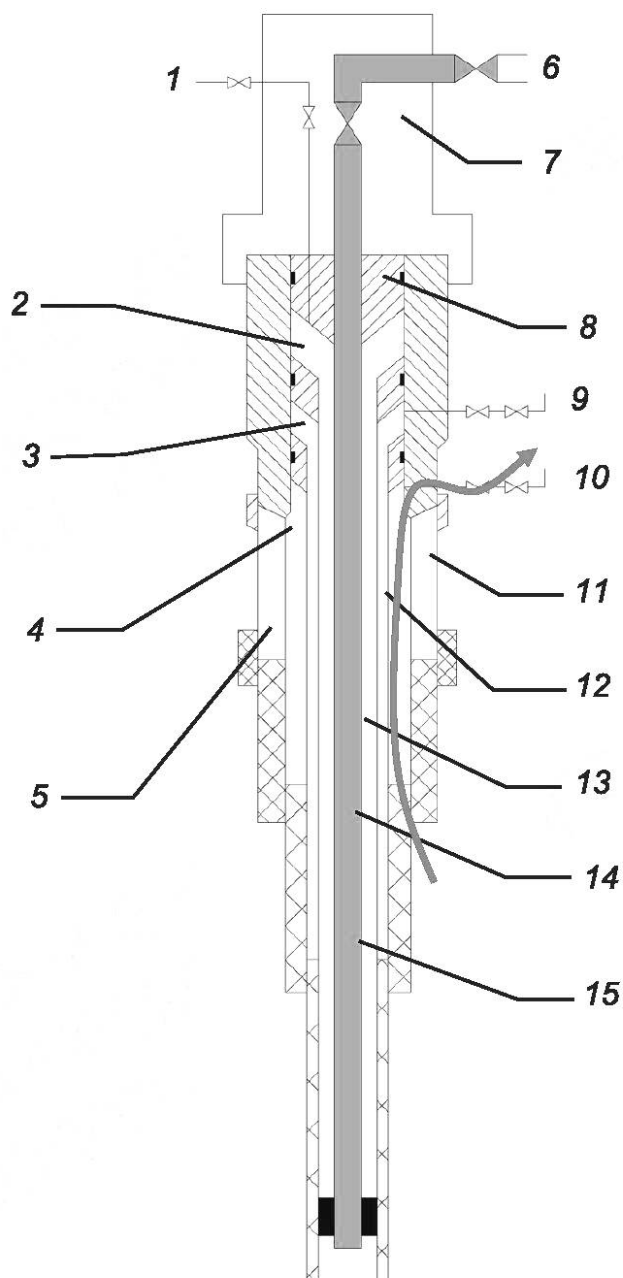
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.1 — Утечка вследствие нарушения целостности цемента колонны направления



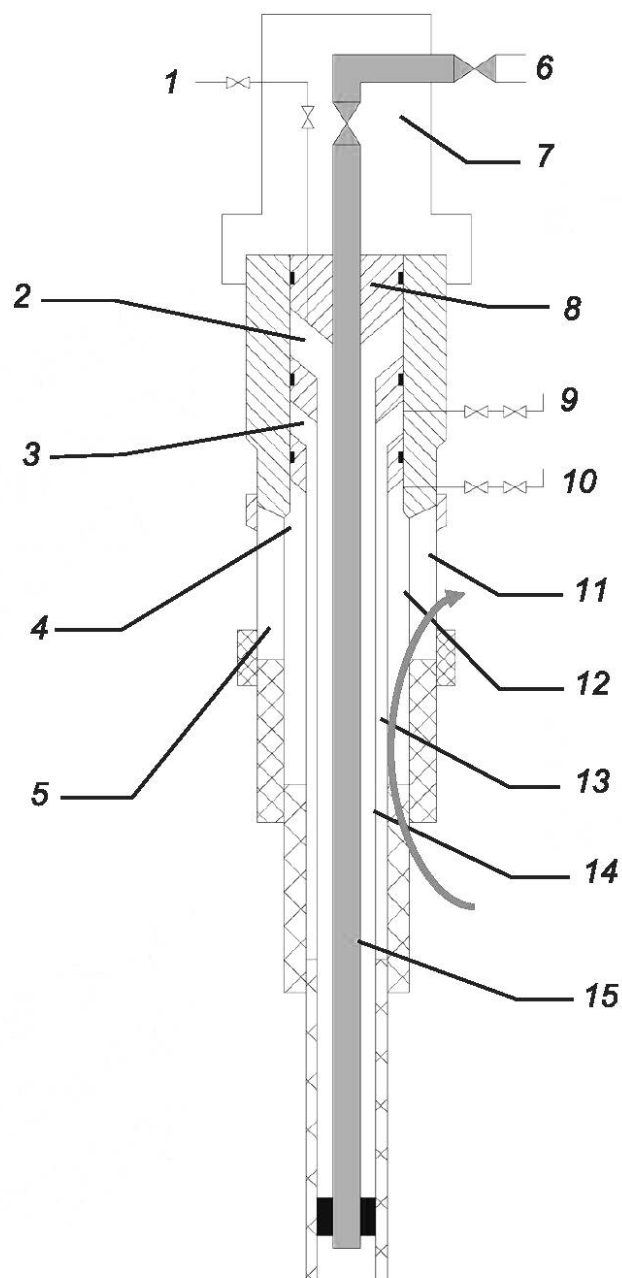
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.2 — Утечка вследствие нарушения целостности цемента колонны кондуктора



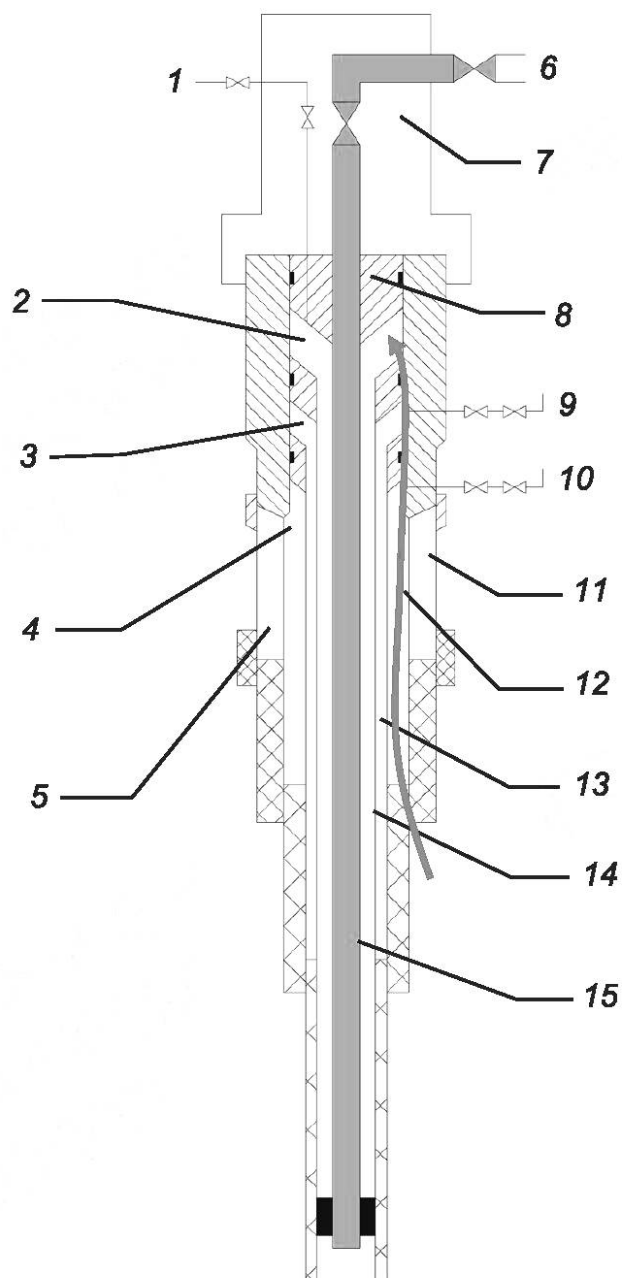
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.3 — Утечка через канал доступа в затрубное пространство «В» вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны



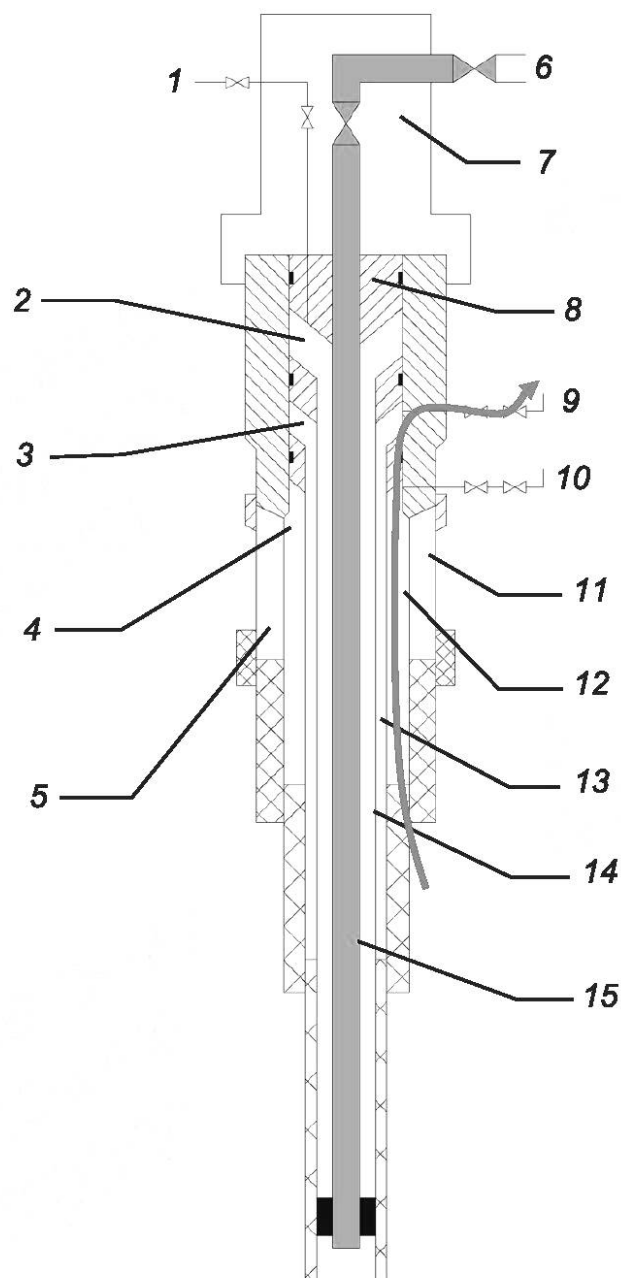
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.4 — Утечка вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны



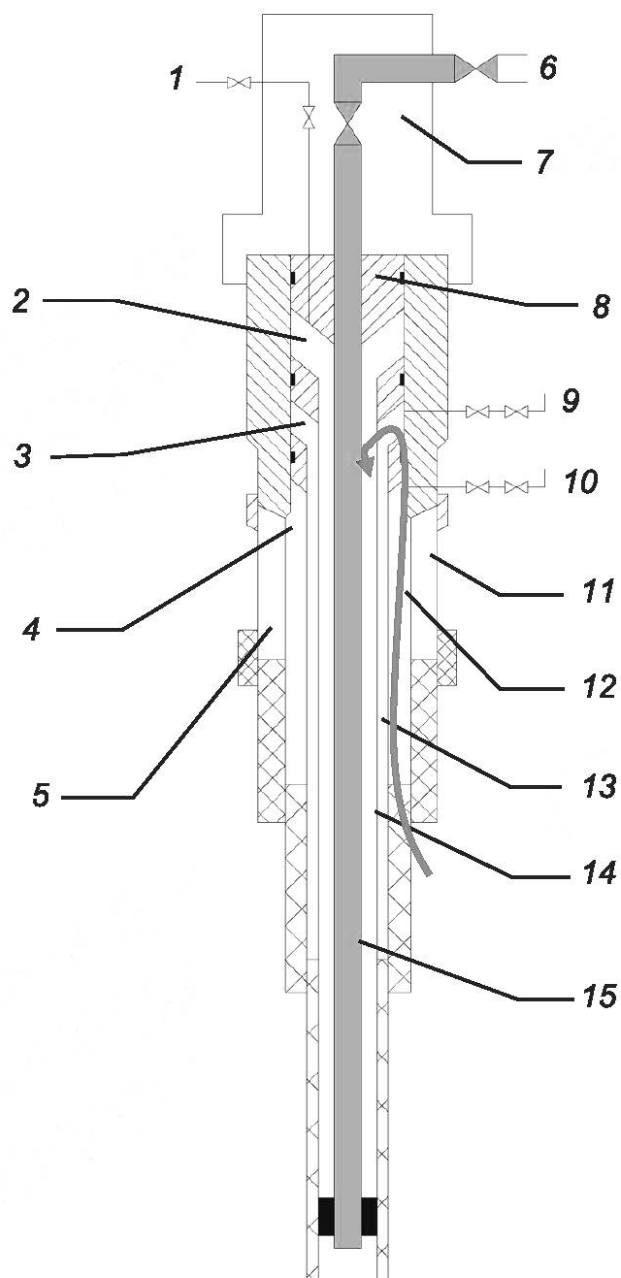
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.5 — Утечка в затрубное пространство «А» вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны и потери герметичности затрубных уплотнений обсадной колонны



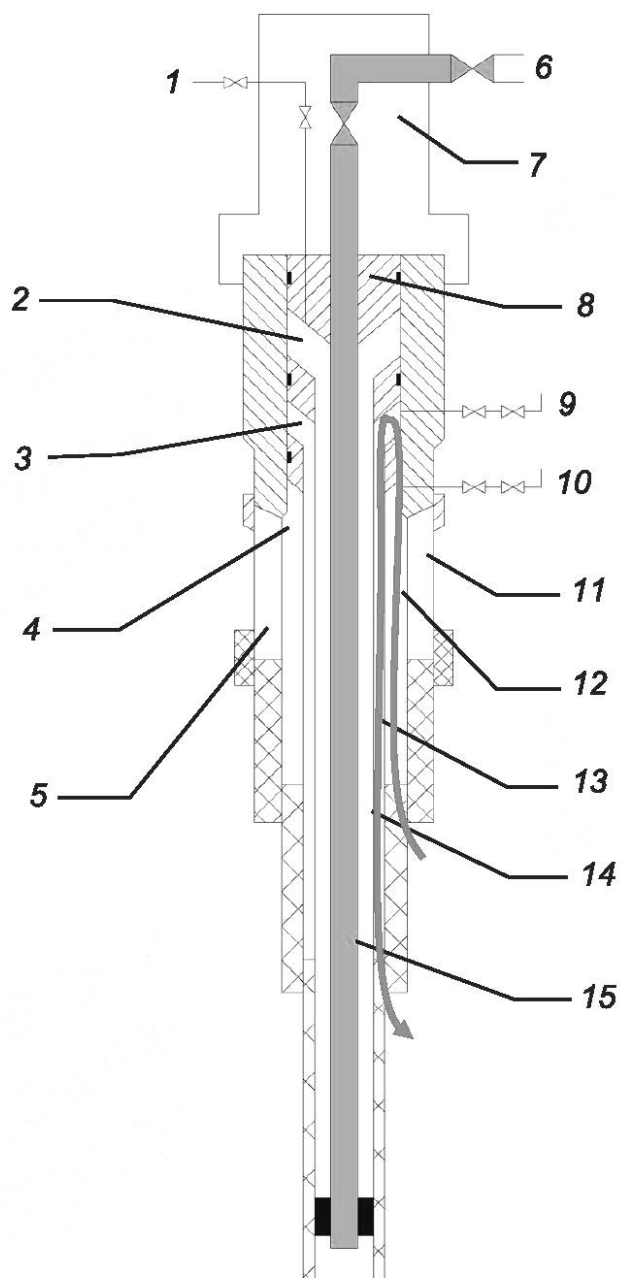
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.6 — Утечка через канал доступа в затрубное пространство «Б» вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны и потери герметичности затрубных уплотнений обсадной колонны



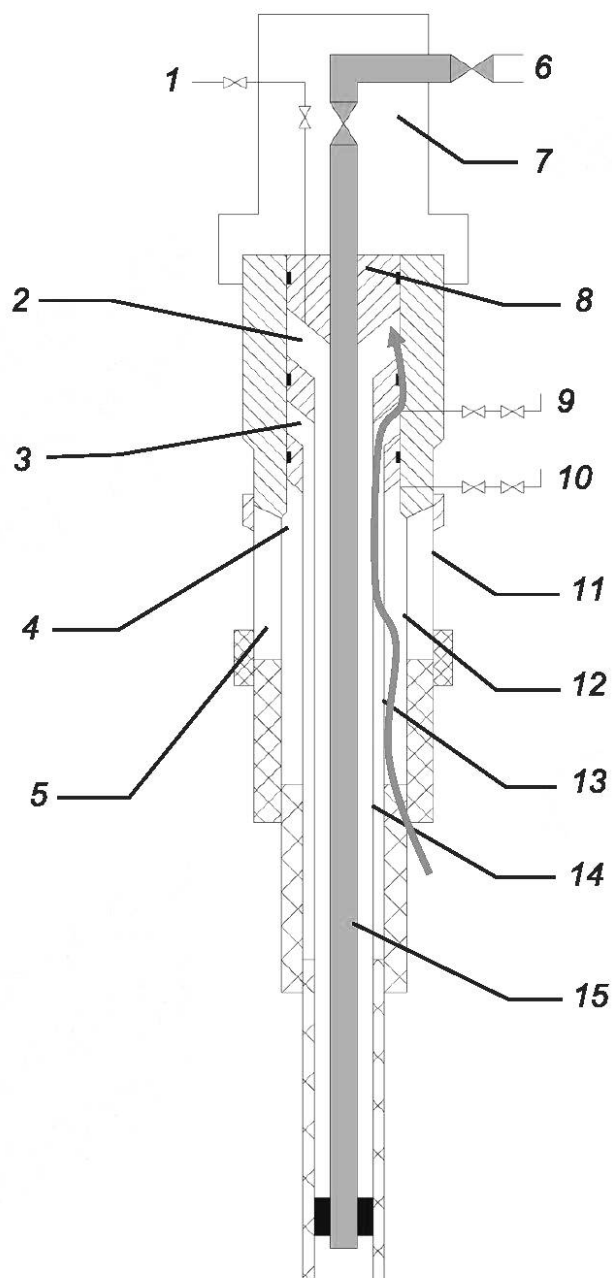
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.7 — Утечка в затрубное пространство «А» вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны, потери герметичности затрубных уплотнений обсадных колонн и потери герметичности в соединении эксплуатационной колонны



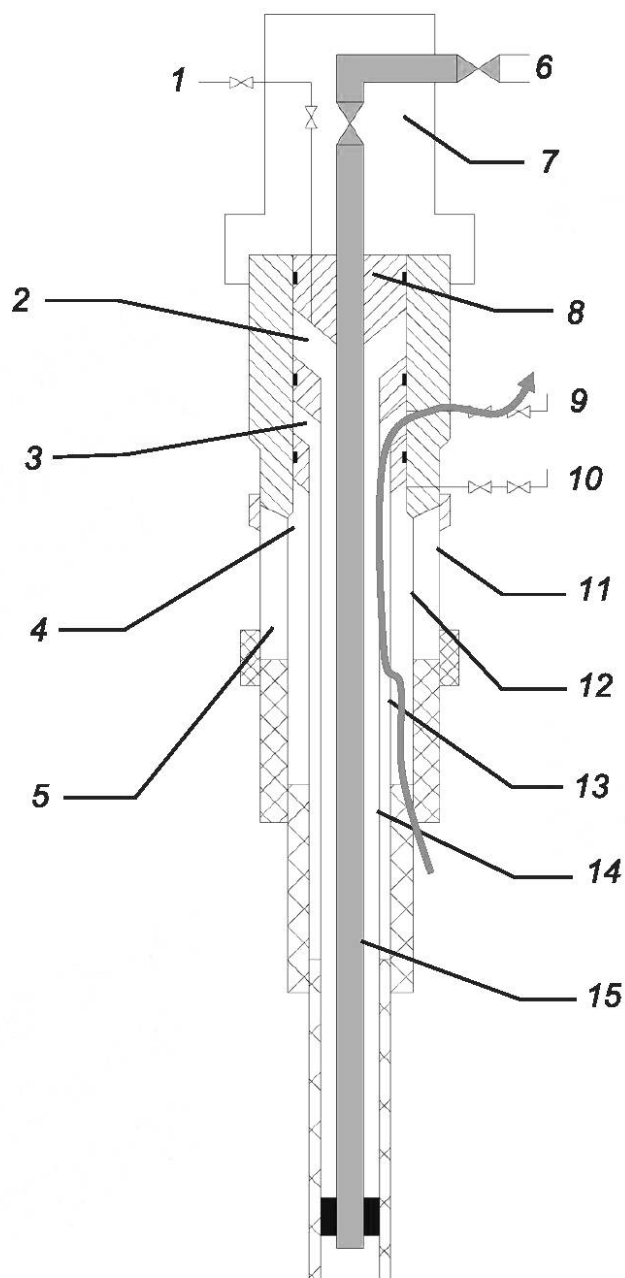
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.8 — Утечка через цемент эксплуатационной колонны вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны и потери герметичности затрубных уплотнений обсадной колонны



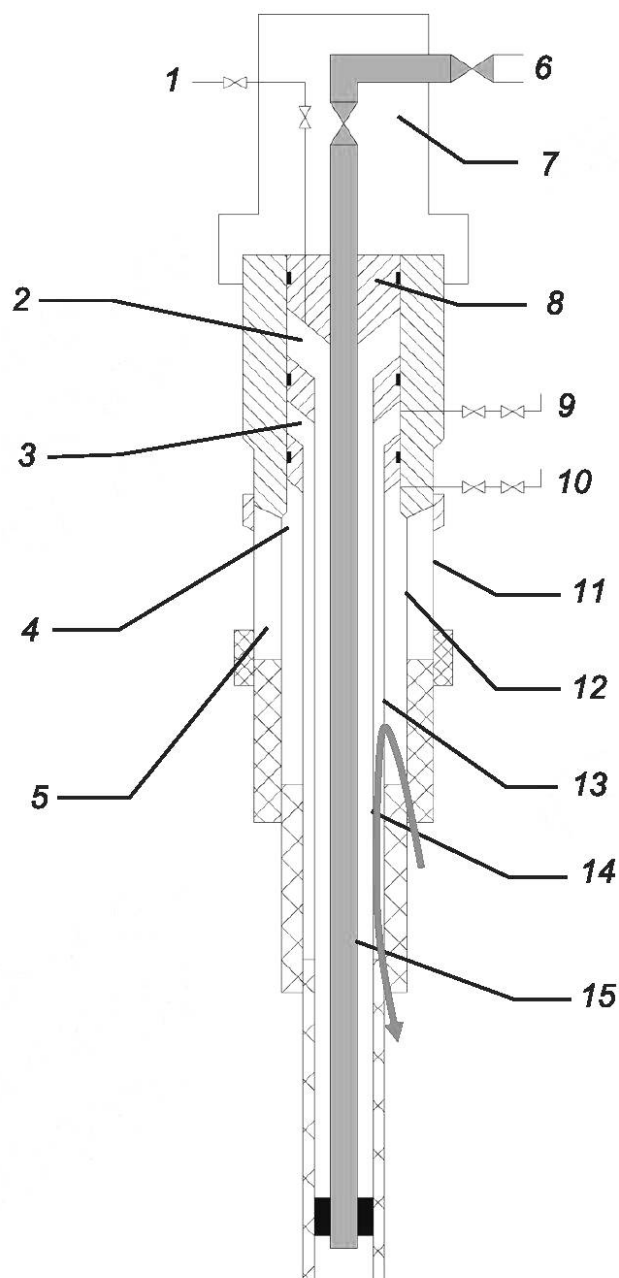
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.9 — Утечка в затрубное пространство «А» вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны, потери герметичности затрубных уплотнений обсадных колонн и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



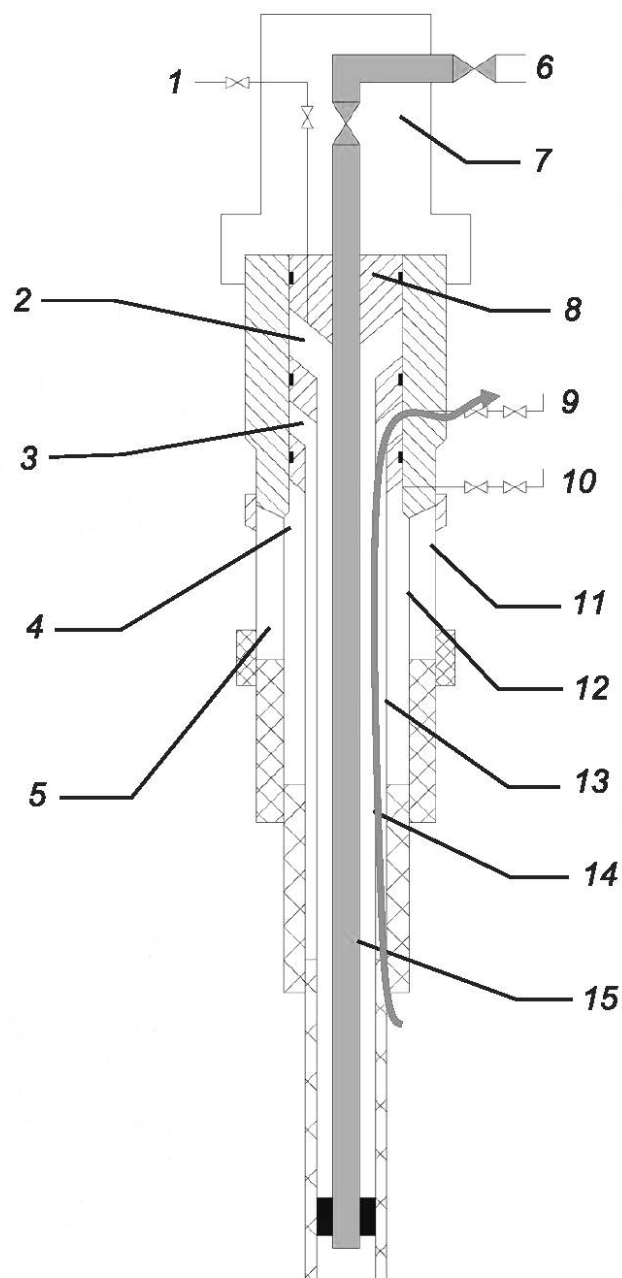
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.10 — Утечка через канал доступа в затрубное пространство «Б» вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны, потери герметичности затрубных уплотнений обсадных колонн и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



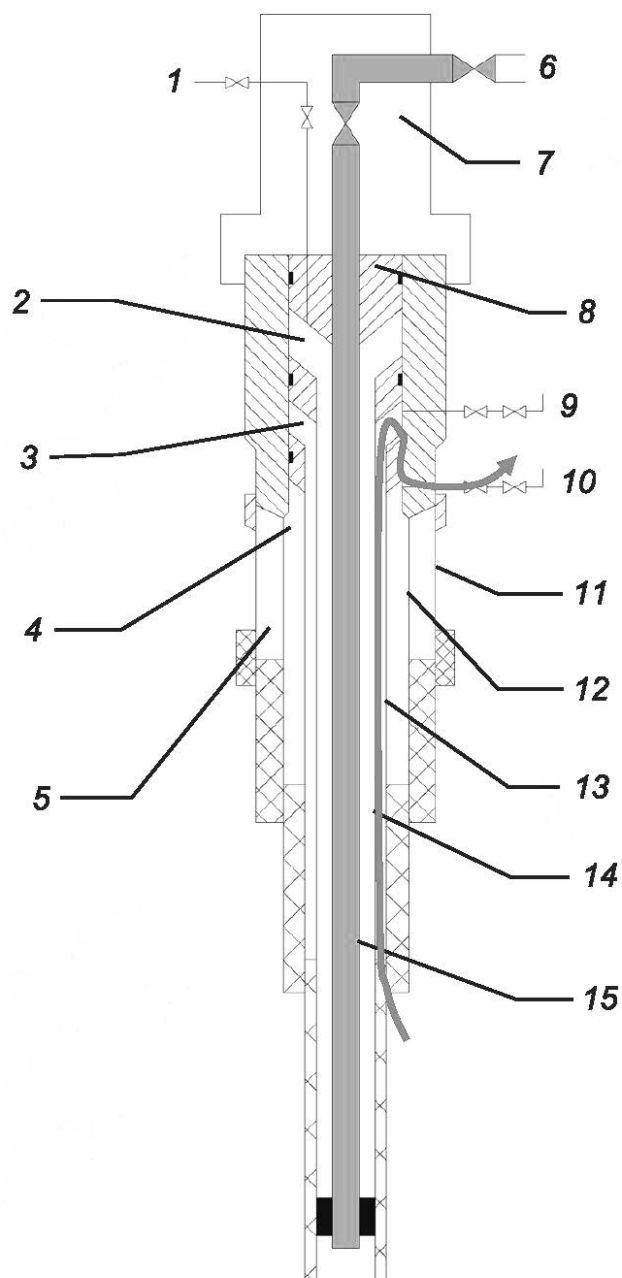
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.11 — Утечка через цемент эксплуатационной колонны вследствие нарушения целостности цемента промежуточной колонны и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



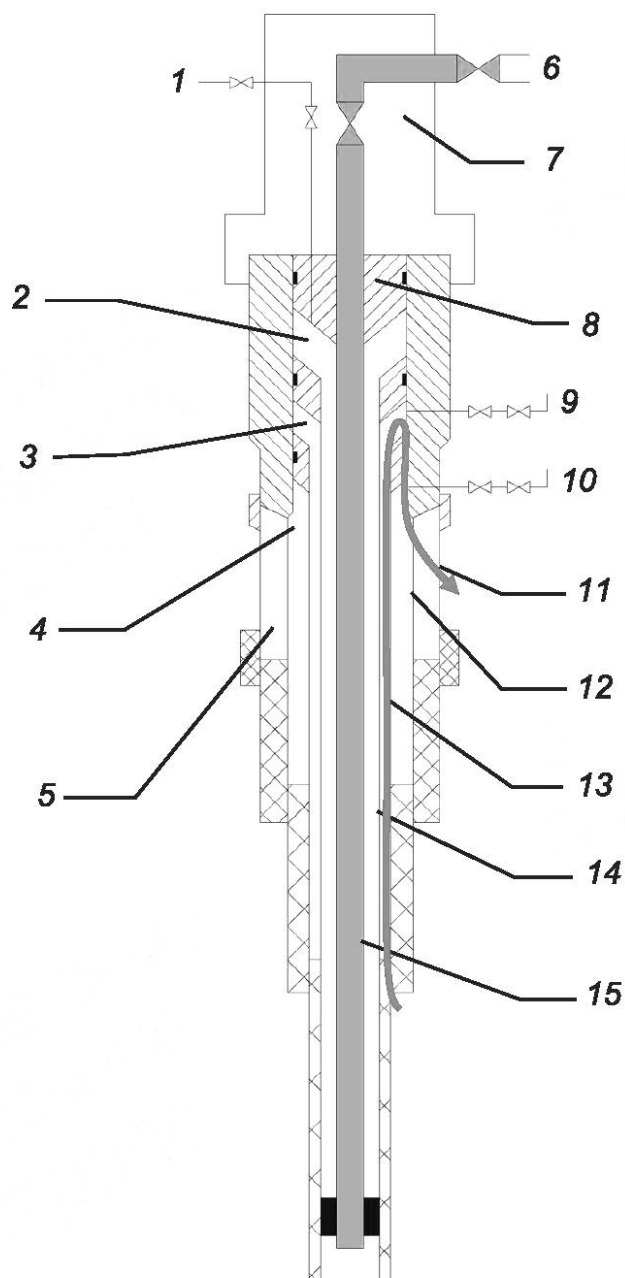
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.12 — Утечка через канал доступа в затрубное пространство «Б» вследствие нарушения целостности цемента эксплуатационной колонны



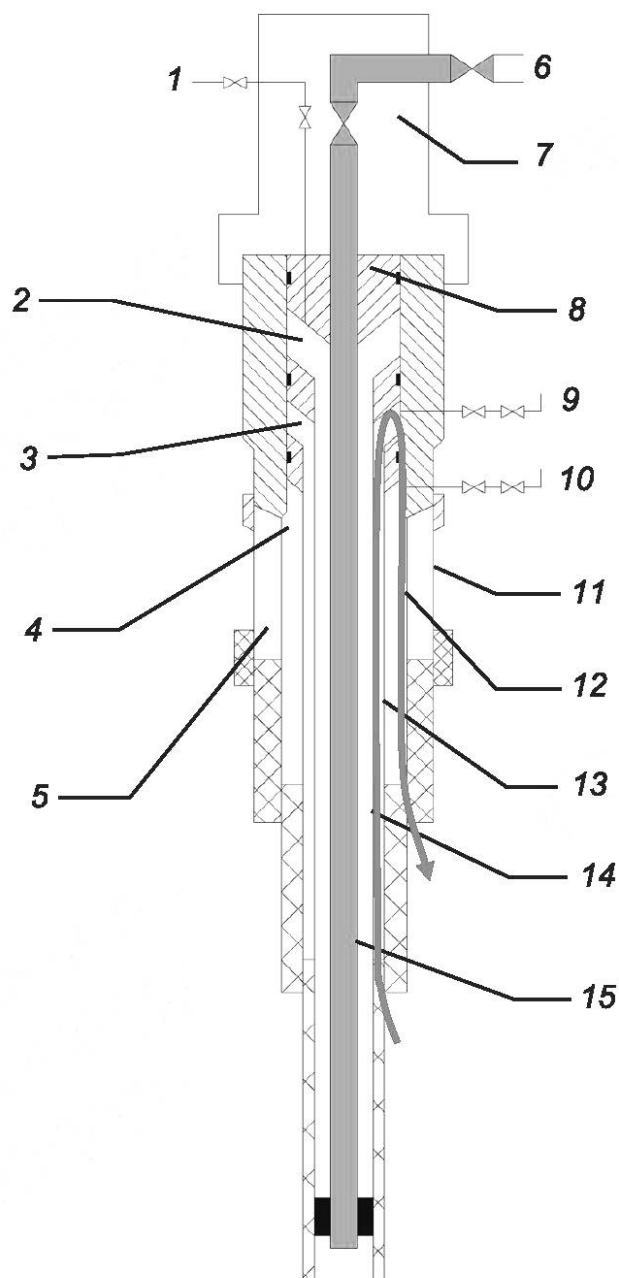
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.13 — Утечка через канал доступа в затрубное пространство «В» вследствие нарушения целостности цемента эксплуатационной колонны и потери герметичности затрубного уплотнения



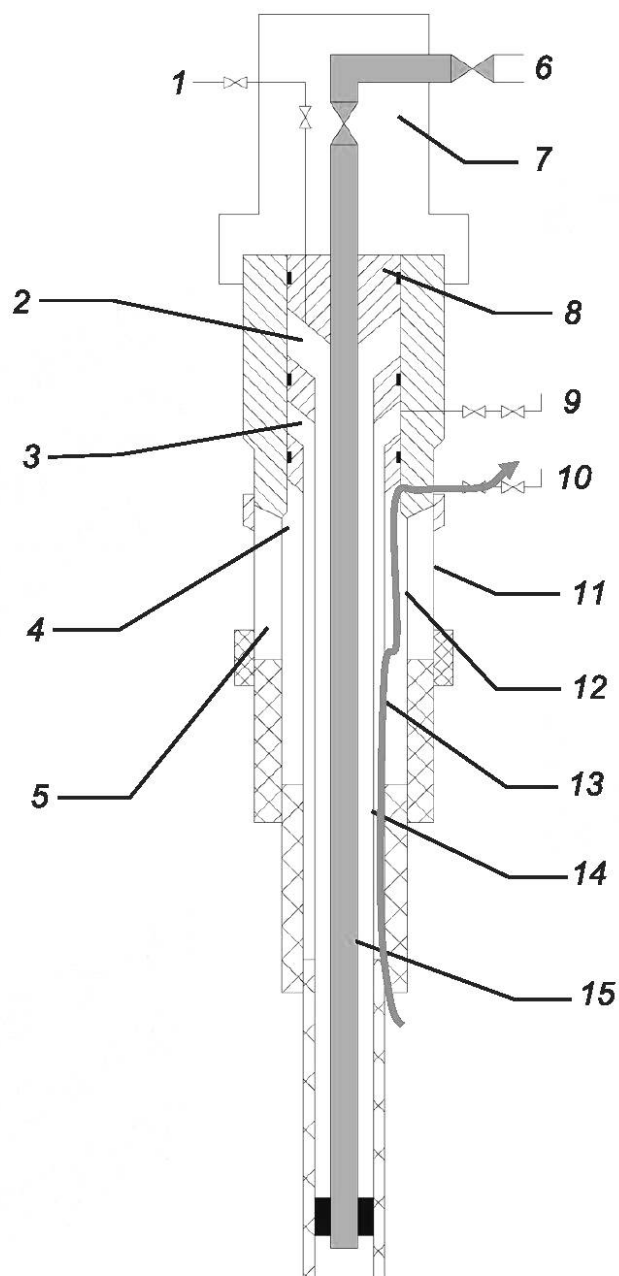
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.14 — Утечка вследствие нарушения целостности цемента эксплуатационной колонны и потери герметичности затрубного уплотнения



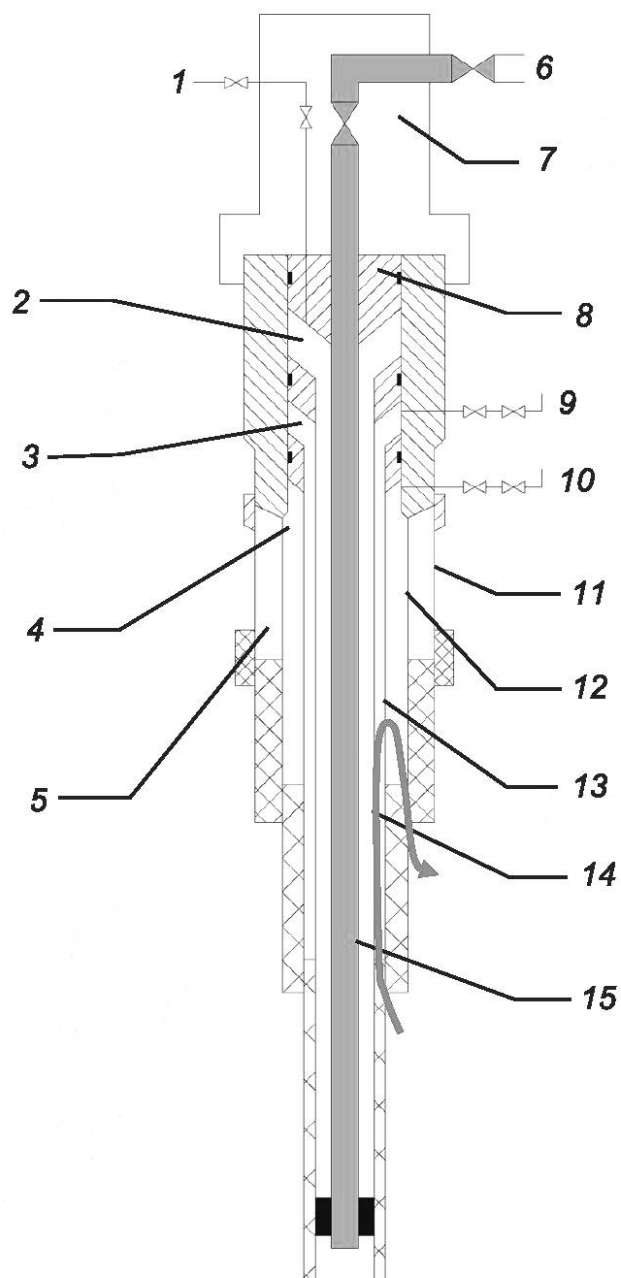
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.15 — Утечка через цемент промежуточной колонны вследствие нарушения целостности цемента эксплуатационной колонны и потери герметичности затрубного уплотнения



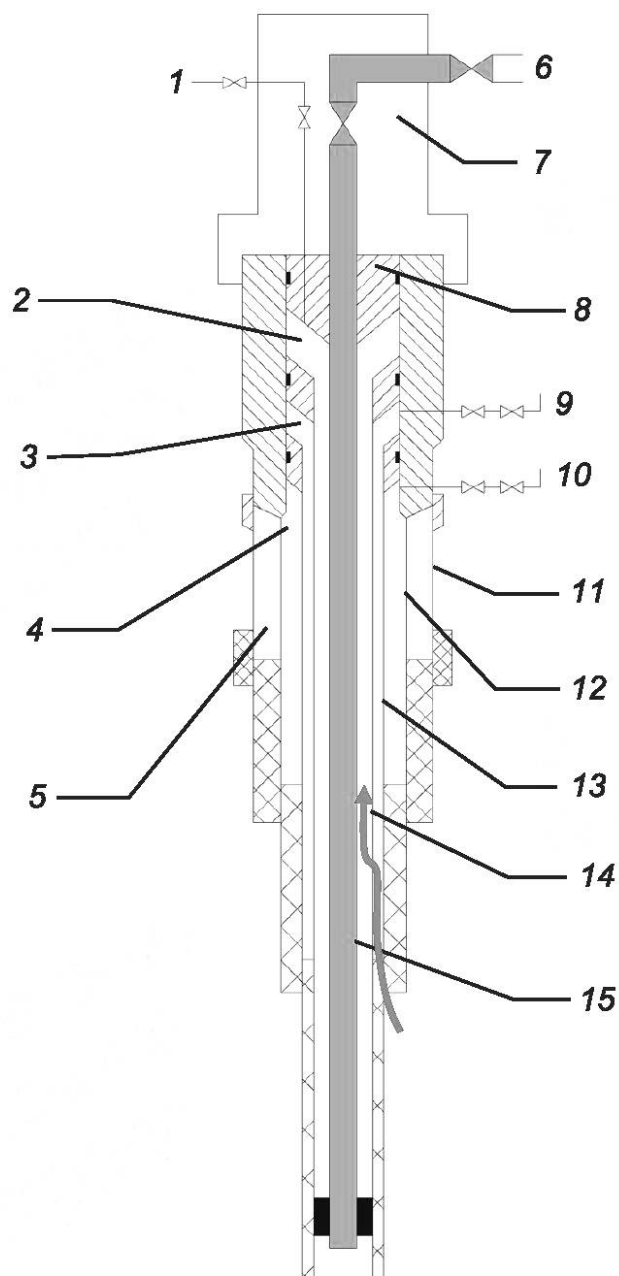
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.16 — Утечка через канал доступа в затрубное пространство «В» вследствие нарушения целостности цемента эксплуатационной колонны и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



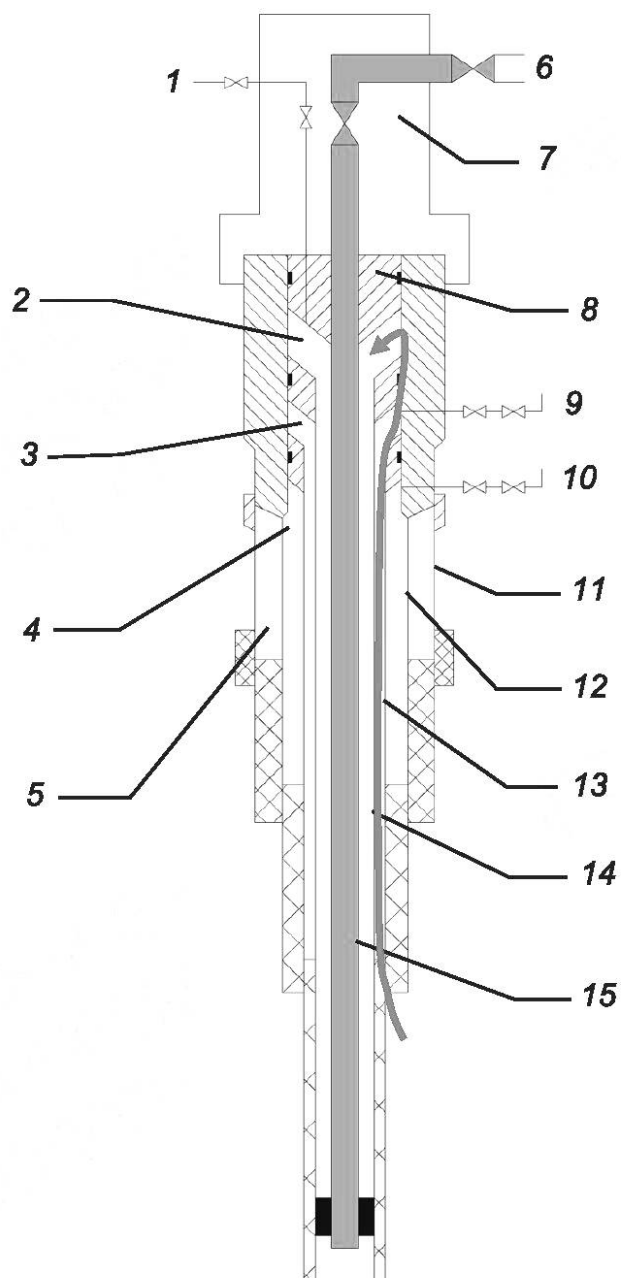
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.17 — Утечка через цемент промежуточной колонны вследствие нарушения целостности цемента эксплуатационной колонны и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



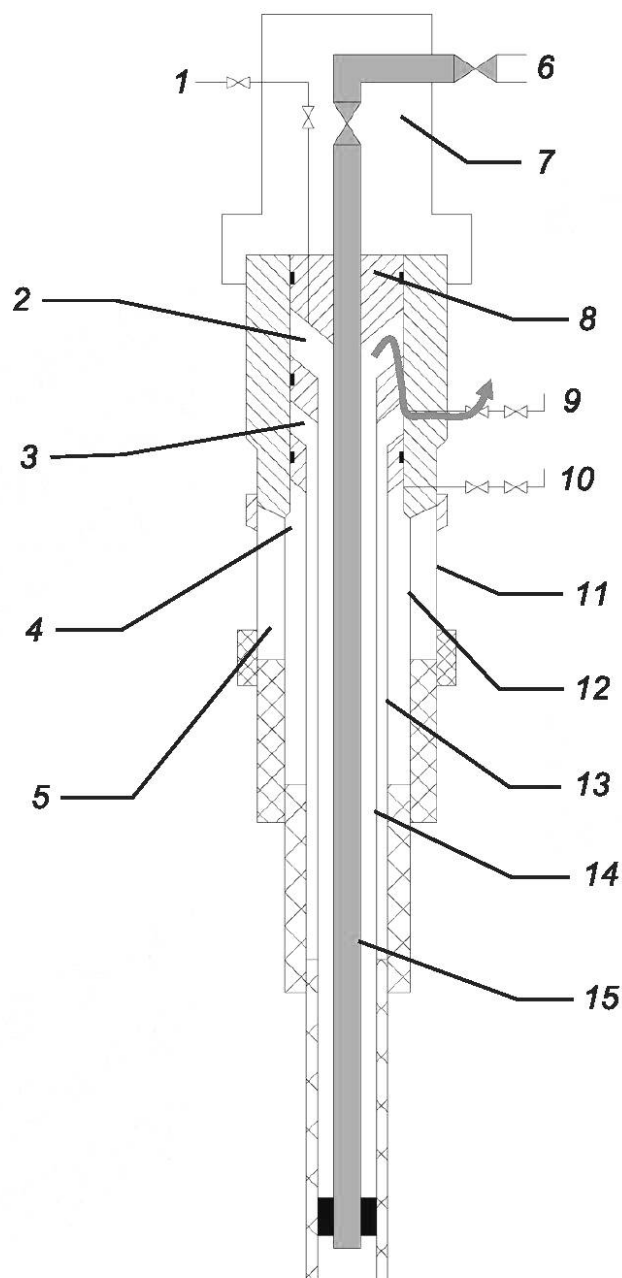
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.18 — Утечка в затрубное пространство «А» вследствие нарушения целостности цемента эксплуатационной колонны и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



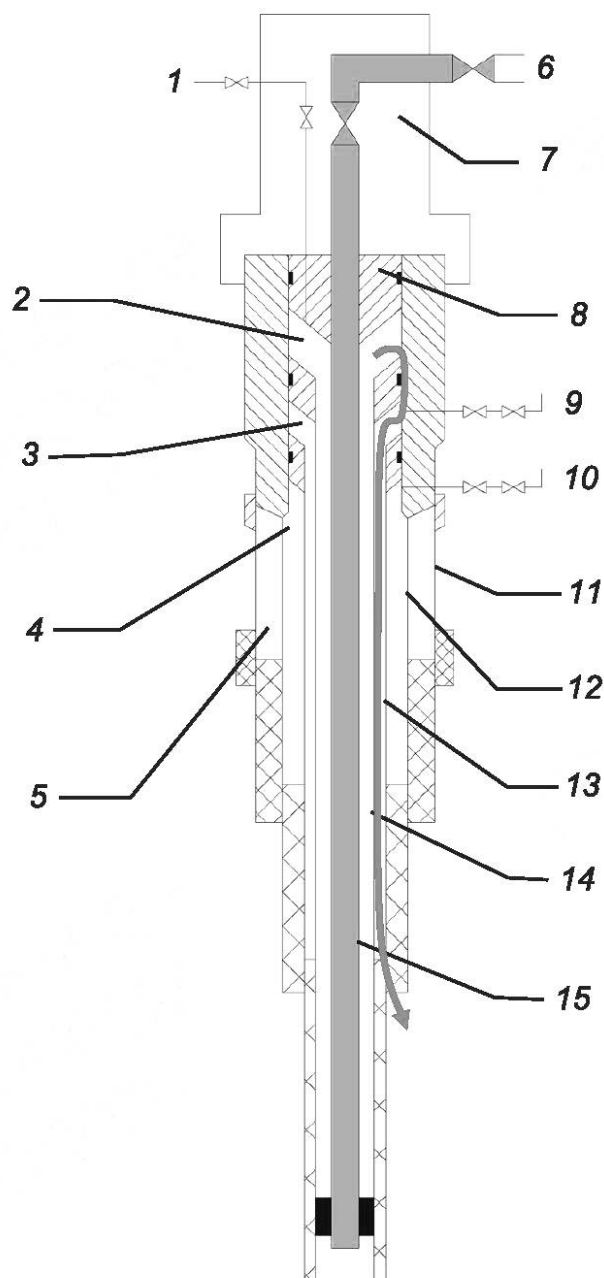
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.19 — Утечка в затрубное пространство «А» вследствие нарушения целостности цемента эксплуатационной колонны и потери герметичности затрубного уплотнения



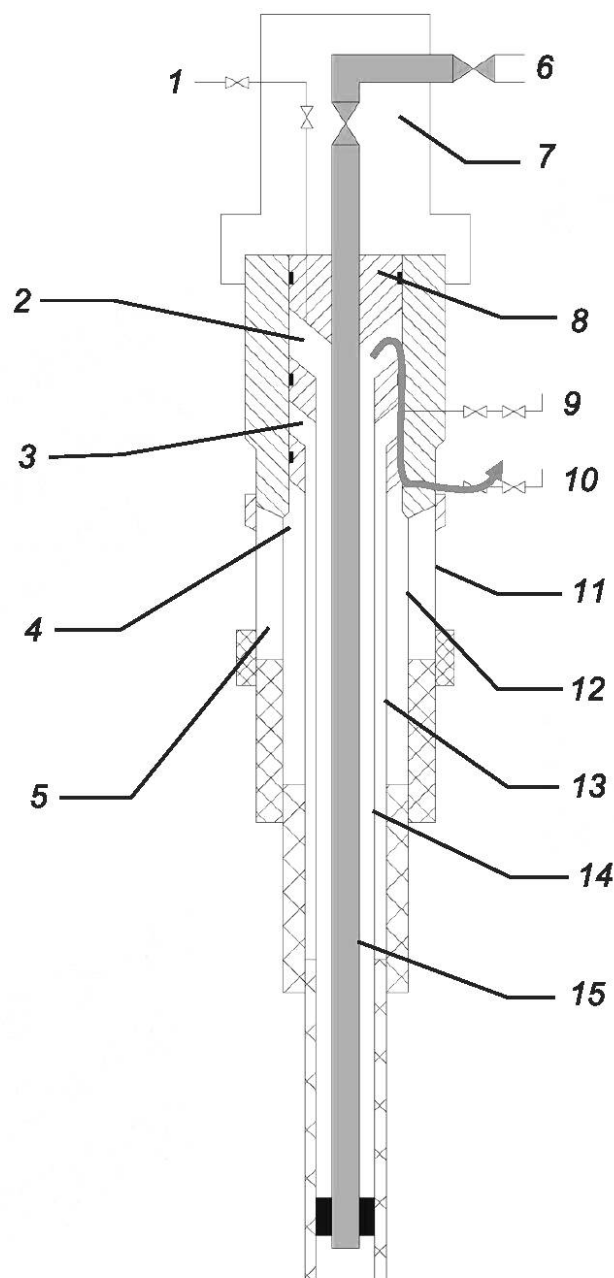
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.20 — Утечка из затрубного пространства «А»
через канал доступа в затрубное пространство «В»
вследствие потери герметичности затрубного уплотнения



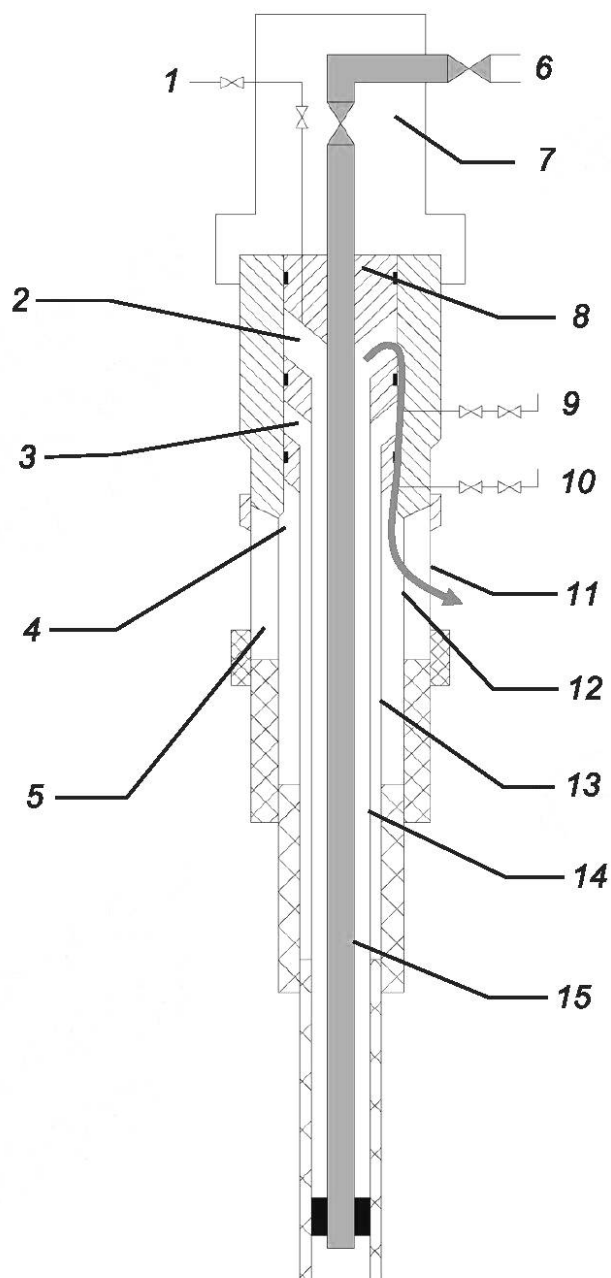
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.21 — Утечка из затрубного пространства «А»
через цемент эксплуатационной колонны
вследствие потери герметичности затрубного уплотнения



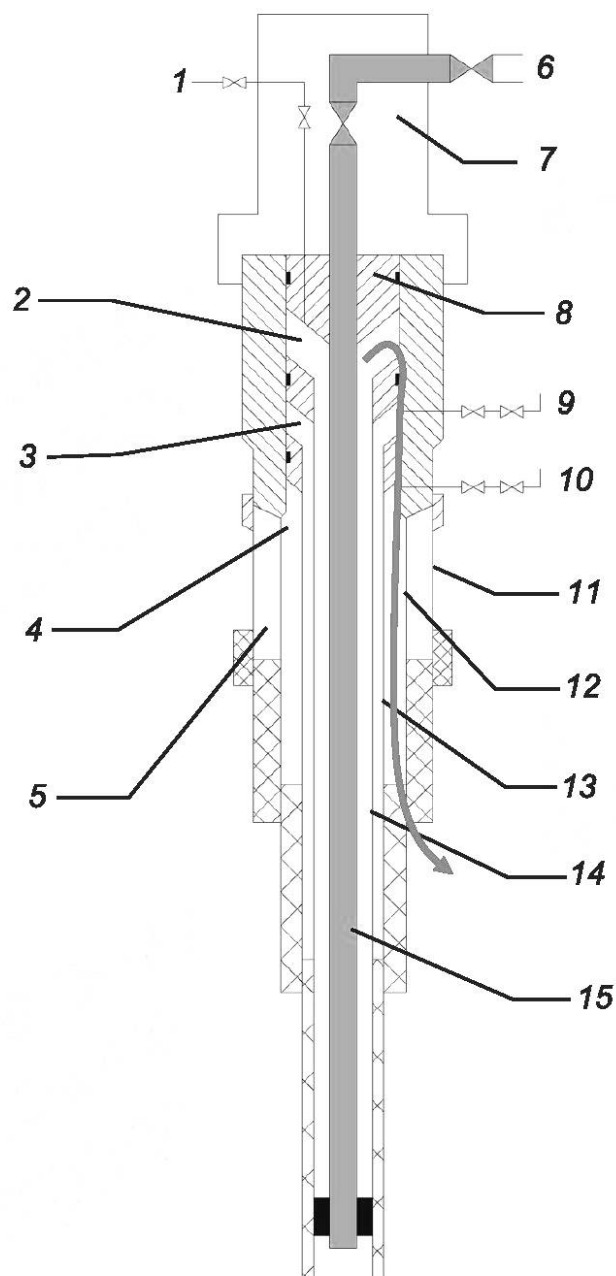
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.22 — Утечка из затрубного пространства «А»
через канал доступа в затрубное пространство «В»
вследствие потери герметичности затрубного уплотнения



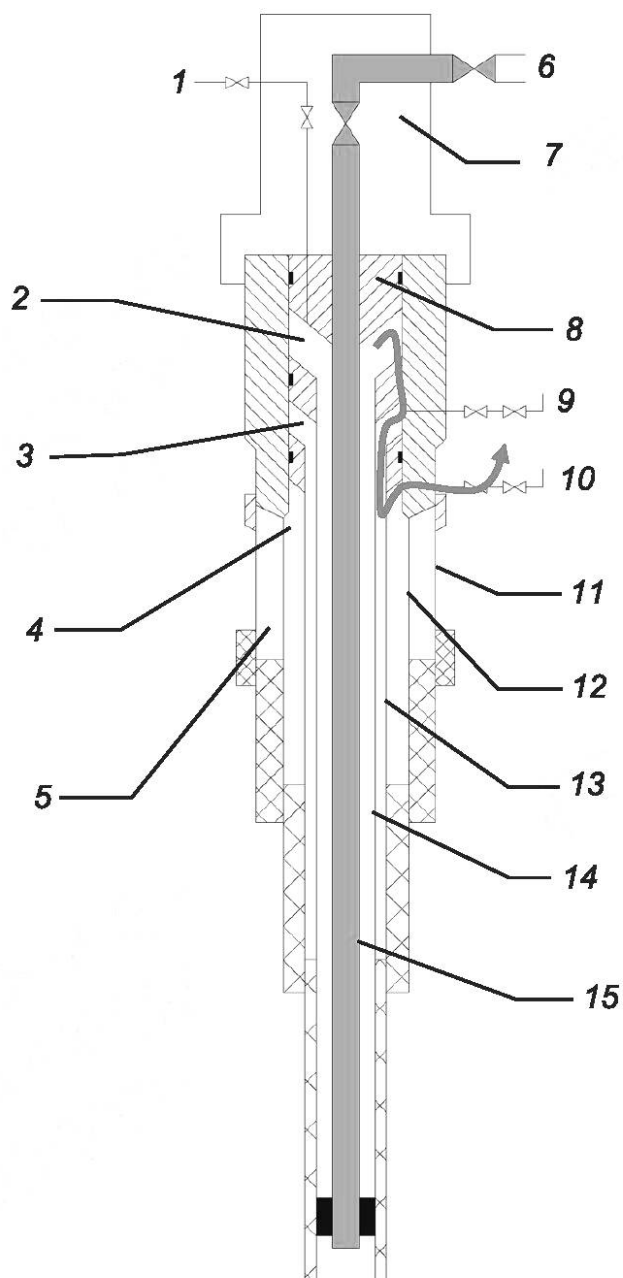
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.23 — Утечка из затрубного пространства «А» вследствие потери герметичности затрубного уплотнения



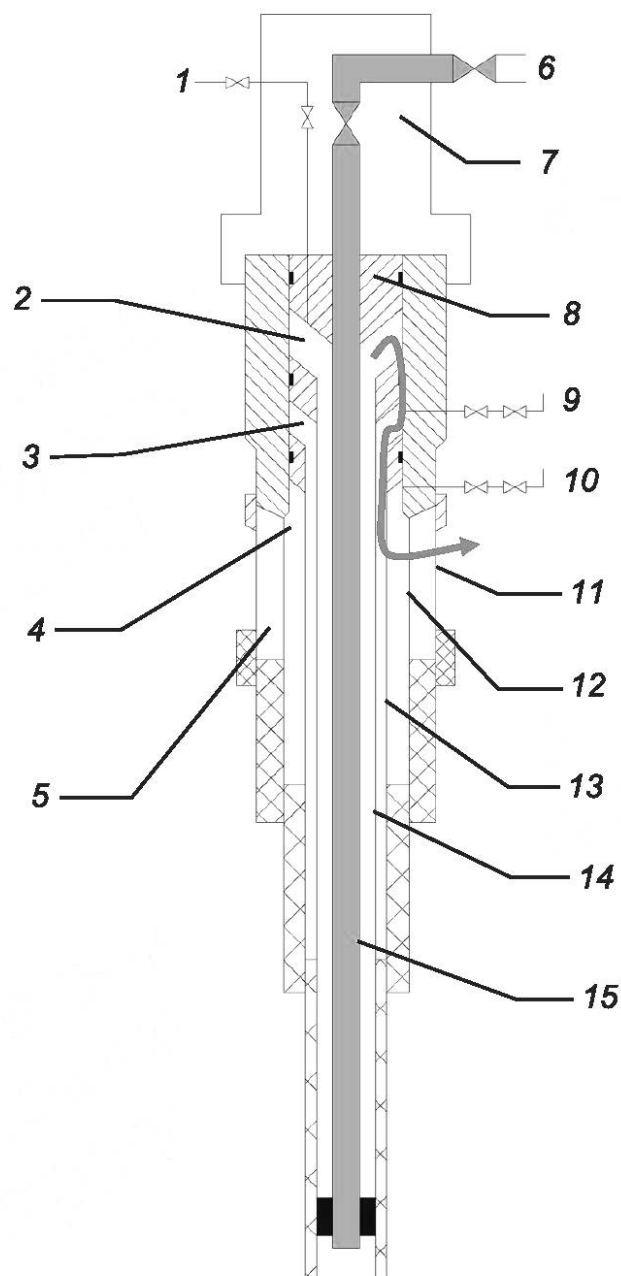
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.24 — Утечка из затрубного пространства «А»
через цемент промежуточной колонны вследствие потери герметичности затрубного уплотнения



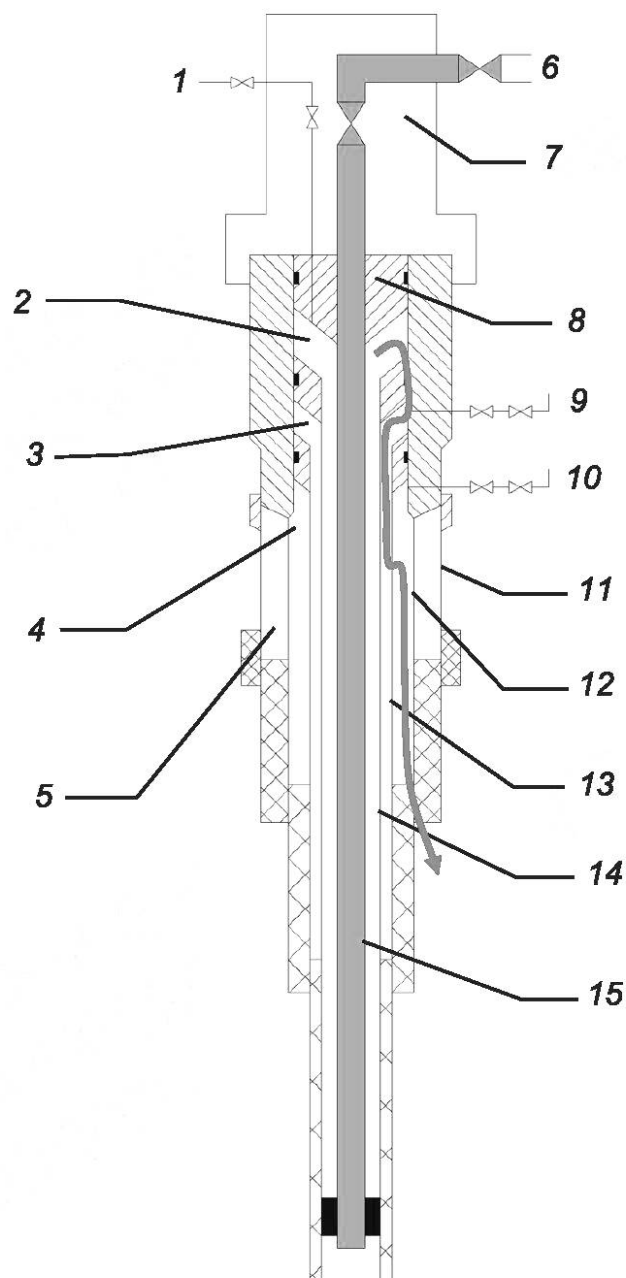
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.25 — Утечка из затрубного пространства «А»
через канал доступа в затрубное пространство «В»
вследствие потери герметичности затрубного уплотнения
и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



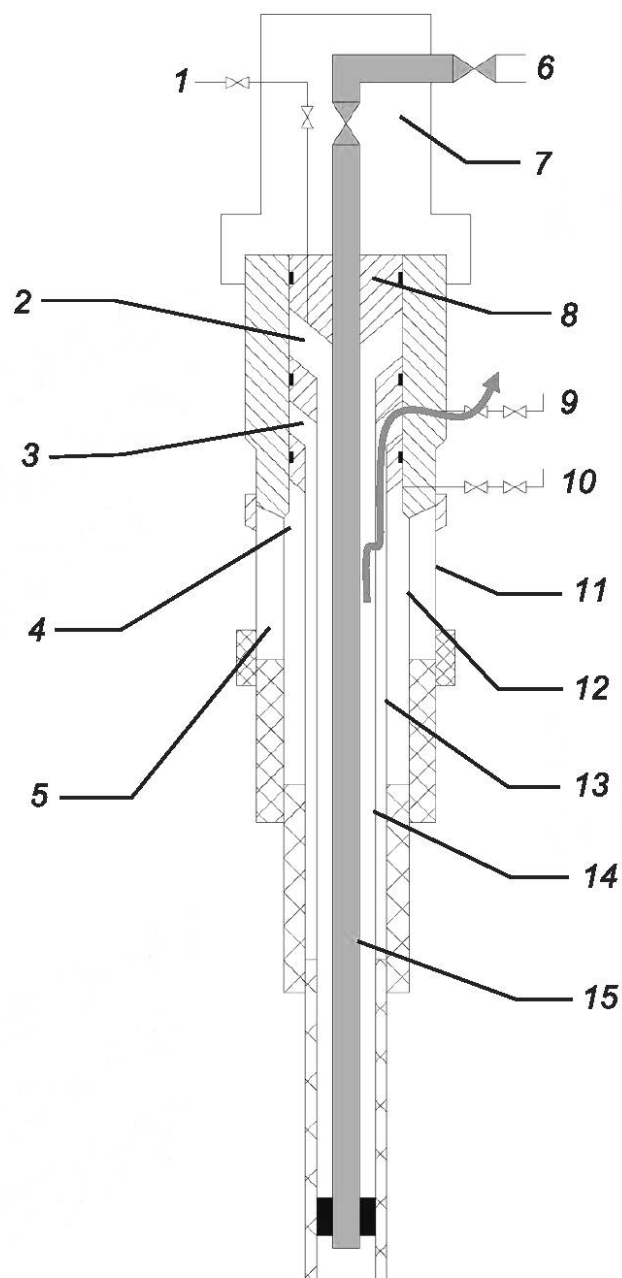
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.26 — Утечка из затрубного пространства «А» вследствие потери герметичности затрубного уплотнения и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



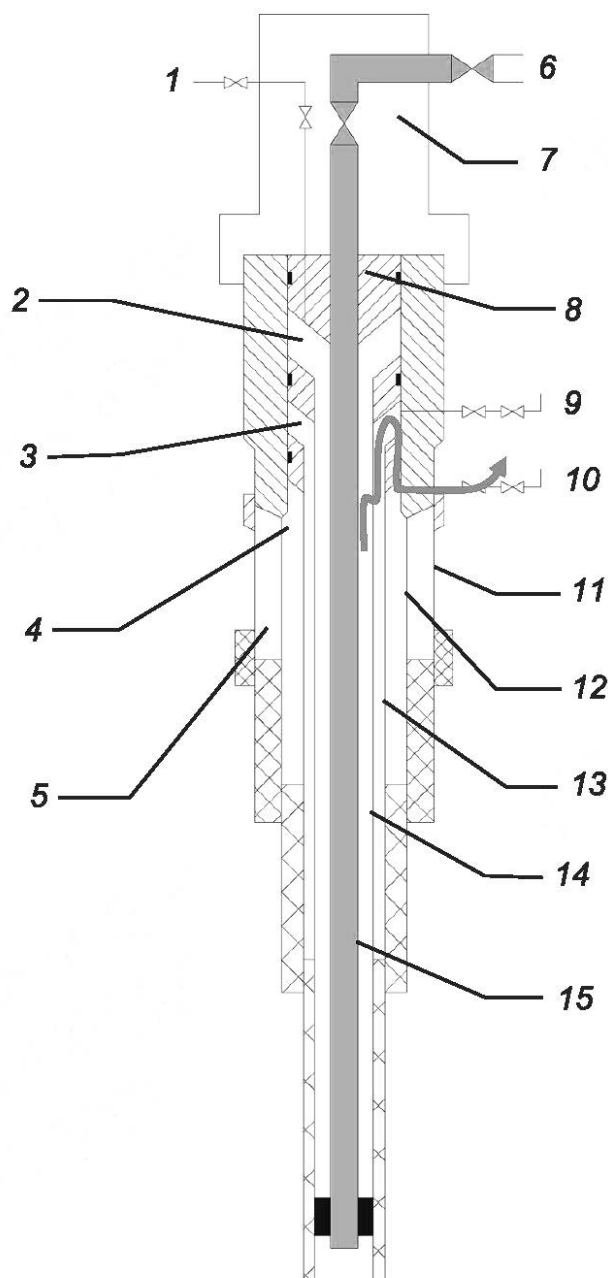
- 1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.27 — Утечка из затрубного пространства «А»
через цемент промежуточной колонны вследствие потери герметичности
затрубного уплотнения и потери герметичности в соединении промежуточной колонны



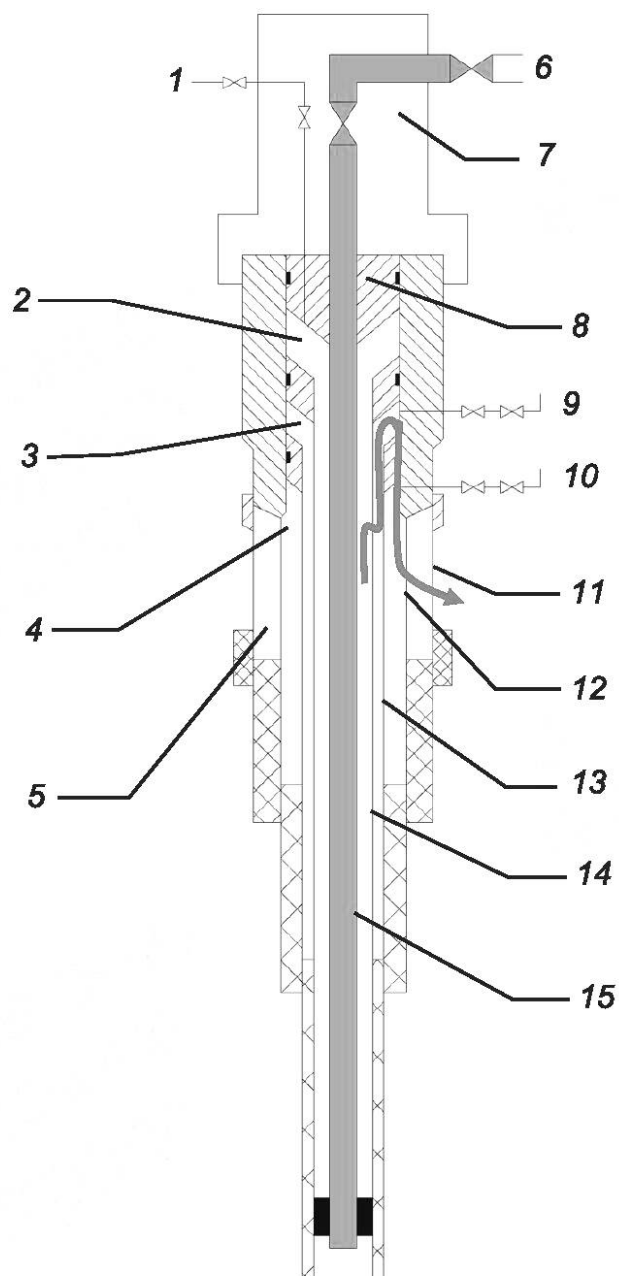
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.28 — Утечка из затрубного пространства «А»
через канал доступа в затрубное пространство «Б»
вследствие потери герметичности в соединении эксплуатационной колонны



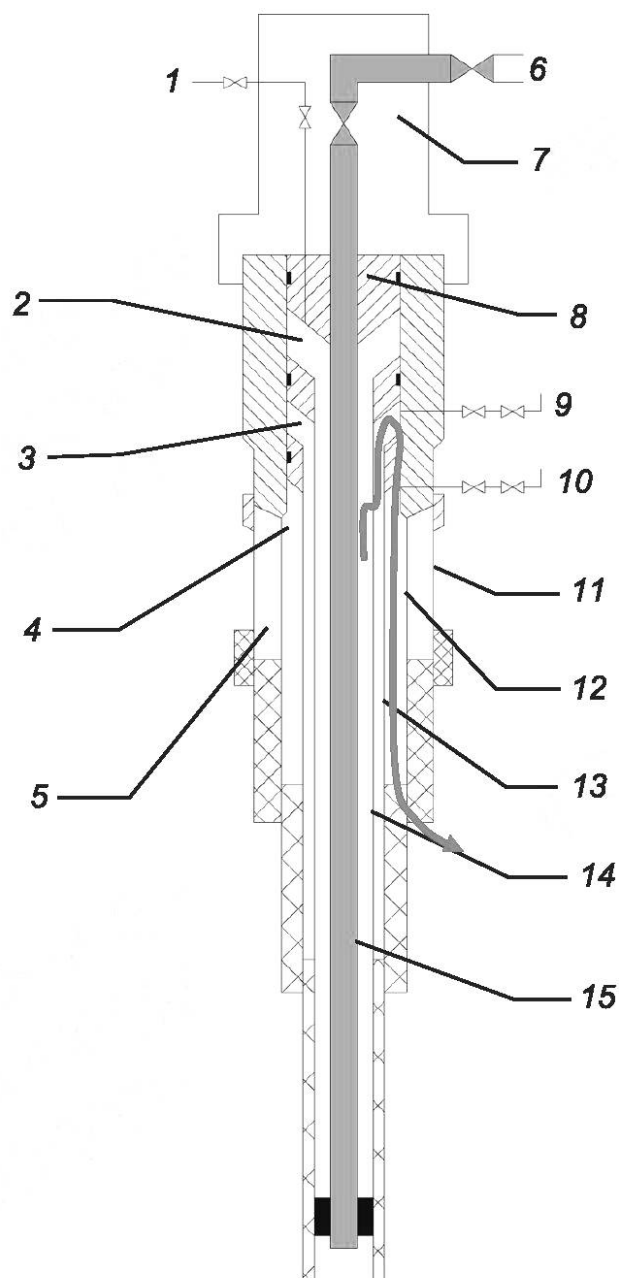
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.29 — Утечка из затрубного пространства «А»
через канал доступа в затрубное пространство «В»
вследствие потери герметичности в соединении
эксплуатационной колонны и потери герметичности затрубного уплотнения



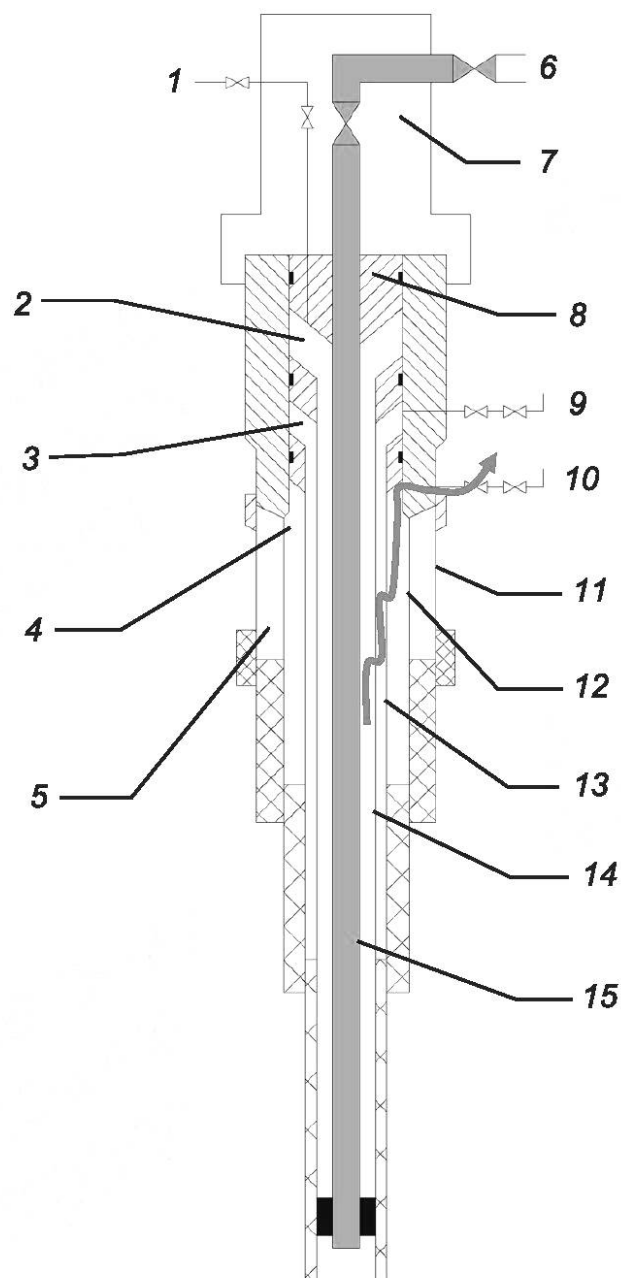
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.30 — Утечка из затрубного пространства «А» вследствие потери герметичности в соединении эксплуатационной колонны и потери герметичности затрубного уплотнения



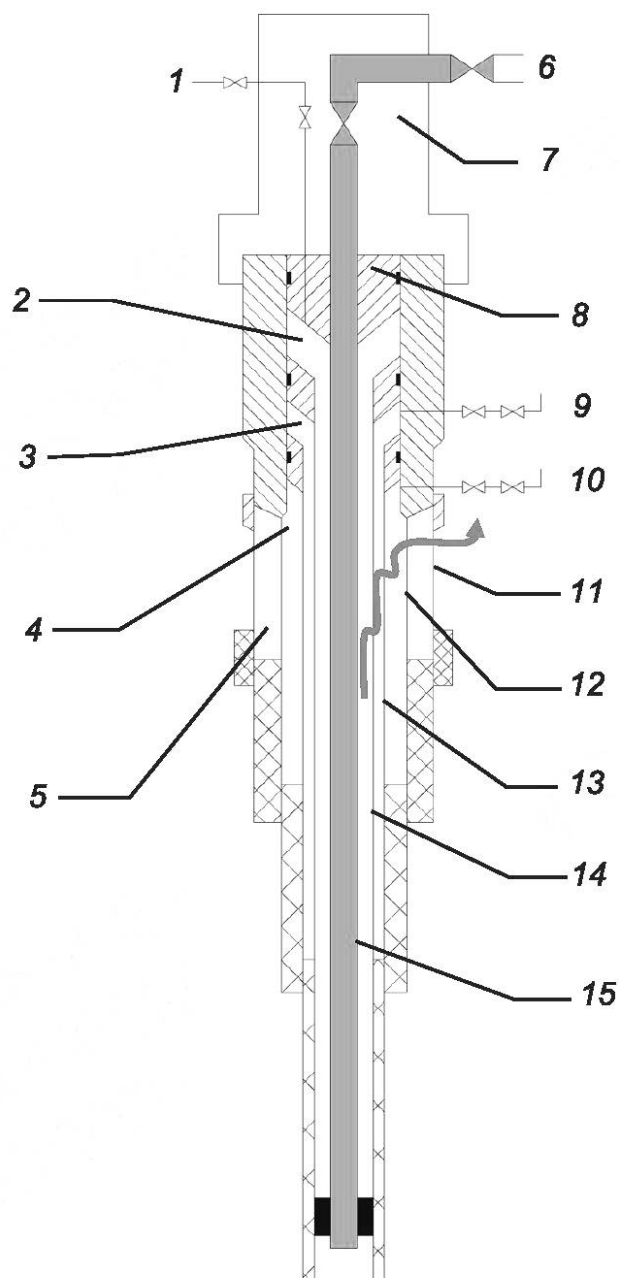
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.31 — Утечка из затрубного пространства «А»
через цемент промежуточной колонны вследствие потери герметичности
в соединении эксплуатационной колонны и потери герметичности затрубного уплотнения



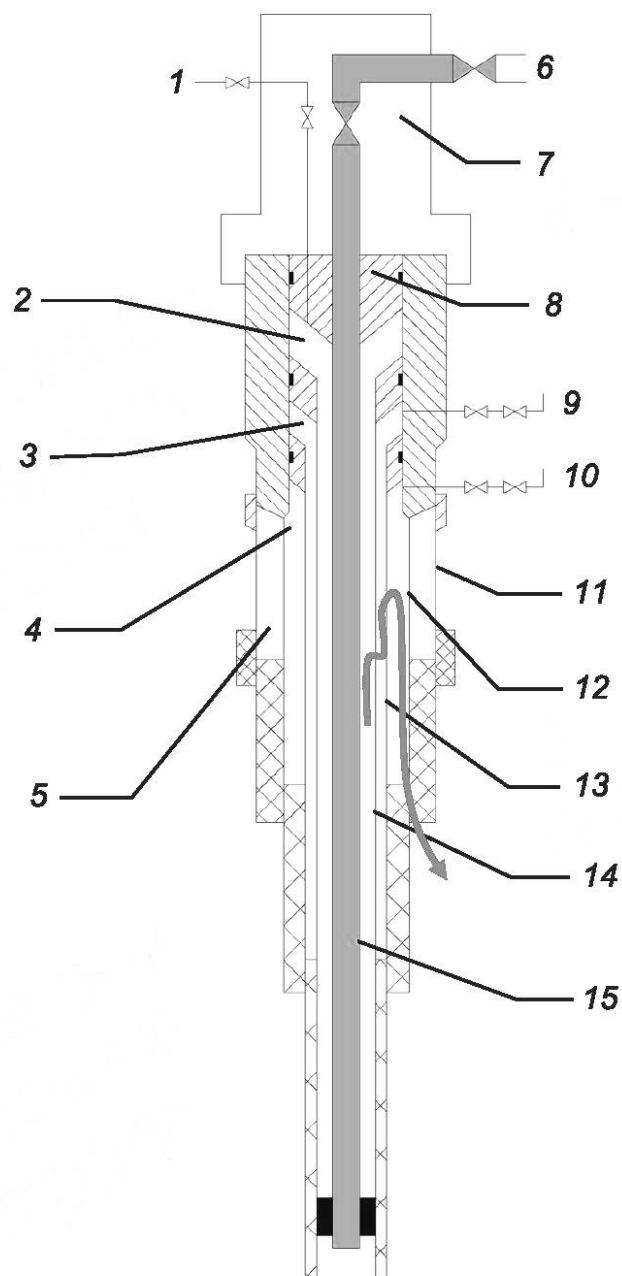
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.32 — Утечка из затрубного пространства «А»
через канал доступа в затрубное пространство «В»
вследствие потери герметичности в соединении эксплуатационной колонны
и в соединении промежуточной колонны



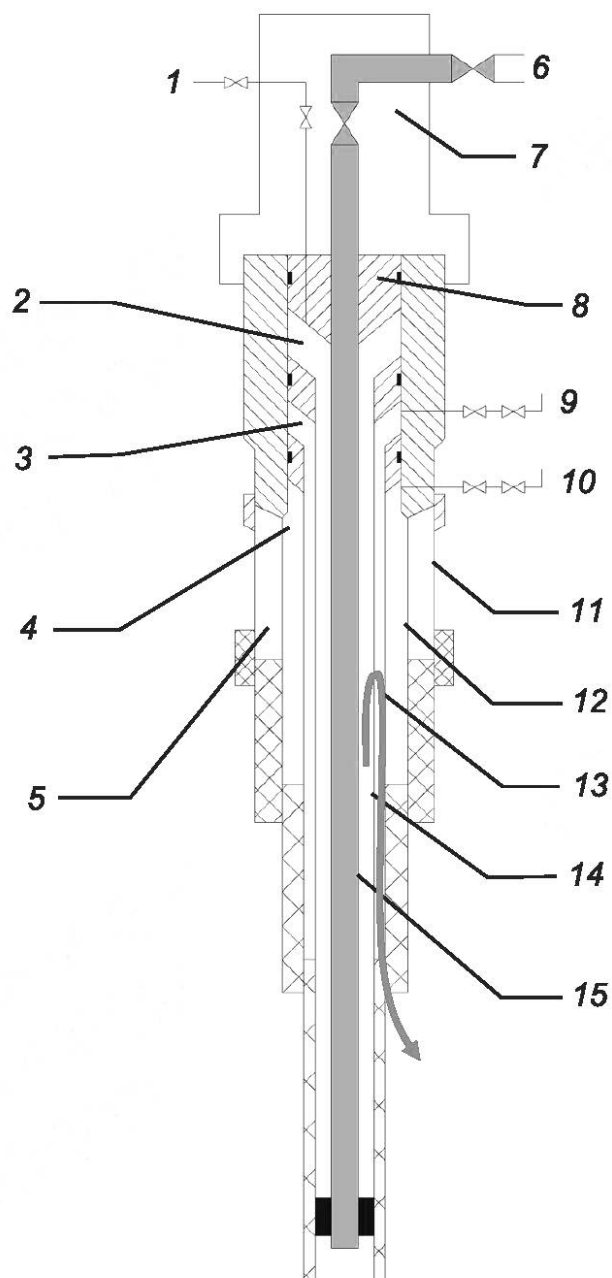
1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.33 — Утечка из затрубного пространства «А» вследствие потери герметичности в соединении эксплуатационной колонны и в соединении промежуточной колонны



1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»;
 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ;
 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»;
 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна;
 15 — НКТ

Рисунок Б.34 — Утечка из затрубного пространства «А»
 через цемент промежуточной колонны вследствие потери герметичности
 в соединении эксплуатационной колонны и в соединении промежуточной колонны



1 — канал доступа в затрубное пространство «А»; 2 — затрубное пространство «А»; 3 — затрубное пространство «Б»; 4 — затрубное пространство «В»; 5 — затрубное пространство «Г»; 6 — добычная линия; 7 — ПФА; 8 — подвеска НКТ; 9 — канал доступа в затрубное пространство «Б»; 10 — канал доступа в затрубное пространство «В»; 11 — колонна направления; 12 — колонна кондуктора; 13 — промежуточная колонна; 14 — эксплуатационная колонна; 15 — НКТ

Рисунок Б.35 — Утечка из затрубного пространства «А»
через цемент эксплуатационной колонны вследствие потери герметичности
в соединении эксплуатационной колонны

УДК 622.276.04:006.354

ОКС 75.020

Ключевые слова: нефтяная и газовая промышленность, системы подводной добычи, оценка, риски, преимущества, канал доступа, скважина, устьевое оборудование

Редактор *Н.В. Таланова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 07.03.2024. Подписано в печать 22.03.2024. Формат 60×84¹/₈. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,05. Уч.-изд. л. 4,84.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru

