

*Пелевина*

*Зем. Рус*



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

*Кузнецова А.В.  
29.11.23*

**П Р И К А З**

*27 ноября 2023 г.*

№ 429

Москва

**Об утверждении Руководства по безопасности  
«Методические рекомендации по определению предельных значений  
межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной  
эксплуатации скважин на опасных производственных объектах  
подземных хранилищ газа»**

В соответствии с пунктом 5 статьи 3 Федерального закона от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», пунктом 1 Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401, приказываю:

утвердить прилагаемое Руководство по безопасности «Методические рекомендации по определению предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа».

Руководитель

*А.В. Трембицкий*

А.В. Трембицкий



Утверждено  
приказом Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от «27» ноября 2023 г. № 429

**РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОСТИ  
«МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ  
ПРЕДЕЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ,  
УДОВЛЕТВОРЯЮЩИХ УСЛОВИЯМ БЕЗОПАСНОЙ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ОПАСНЫХ  
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ  
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА»  
(РБ-2023)**

**I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по определению предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа» (далее – Руководство) разработано в целях содействия соблюдению требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденных приказом Ростехнадзора от 9 декабря 2020 г. № 511, зарегистрированным Минюстом России 18 декабря 2020 г., регистрационный № 61589.

2. Список сокращений и использованных источников приведен в приложениях № 1, 2 к Руководству.

3. Руководство содержит рекомендации по обоснованию эксплуатации скважин ПХГ с МКД, находящихся в пределах горного отвода подземных

хранилищ газа, и проведению оценки риска отказов при определении допустимых значений МКД с достаточной надежностью по герметичности подземного хранилища газа.

В приложении № 3 к Руководству приведены рекомендации по оценке риска отказа на скважинах ПХГ с МКД, находящихся в процессе эксплуатации, с целью принятия решений по их дальнейшему использованию.

## **II. ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ**

4. Положения Руководства могут применяться эксплуатирующими организациями при разработке рекомендаций (стандартов организации) по эксплуатации скважин с МКД (с учетом геолого-технических особенностей ОПО ПХГ). Данные стандарты могут содержать сведения о горно-геологических условиях эксплуатации скважин, потенциальных источниках и причинах МКД, характерных для данного ПХГ, требования к организации работ по контролю фонда скважин, оценке риска отказа, эксплуатации скважин, мероприятия по снижению МКД и безопасному выполнению работ.

5. При разработке проектов на бурение скважин ПХГ рекомендуется учитывать информацию о причинах и источниках МКД на конкретном ПХГ и разрабатывать мероприятия по предотвращению возникновения МКД и ликвидации их источников.

6. При обнаружении МКД рекомендуется проводить необходимые исследования и принимать меры по выявлению и устранению их причин.

7. Не рекомендуется проведение ремонтных работ по ликвидации МКД без определения причин их возникновения.

8. Организациям, эксплуатирующим скважины с МКД, в целях предотвращения техногенных событий в области промышленной

безопасности рекомендуется оценивать риски, связанные с негативным воздействием на конструктивные элементы скважины.

Возможность эксплуатации каждой скважины с МКД рекомендуется подтверждать результатами оценки риска отказа, приведенного в приложении № 3 к Руководству.

Снижать риск, связанный с негативным воздействием МКД, рекомендуется проведением мероприятий по контролю, исследованиям, техническому диагностированию и реализацией мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации скважин и/или при необходимости реализацией компенсирующих мероприятий по снижению МКД и безопасной эксплуатации скважин из разработанного и утвержденного в установленном порядке обоснования безопасности ОПО (в случае его разработки для данного ОПО). Скважины с МКД, находящиеся в потенциально-опасном состоянии, эксплуатировать не рекомендуется.

9. При наличии признаков потенциально-опасного состояния или превышении допустимого уровня риска рекомендуется проводить мероприятия, направленные на снижение риска возникновения аварии, а также при необходимости разрабатывать и реализовывать компенсирующие мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации скважин, снижению либо исключению риска аварий из разработанного и утвержденного в установленном порядке обоснования безопасности ОПО (в случае его разработки для данного ОПО или принятия решения о его разработке).

При невозможности выполнения данных мероприятий скважины рекомендуется выводить из эксплуатации и приводить их в безопасное состояние до выполнения ремонтно-восстановительных или ликвидационных работ.

10. Возможные причины возникновения межколонных проявлений и связанные с ними риски приведены в приложении № 9 к Руководству.

### III. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

11. Решение по эксплуатации скважины с МКД рекомендуется принимать организацией, эксплуатирующей ОПО, на основании результатов исследований и принятия мер по выявлению и устранению причин возникновения МКД.
12. При отсутствии положительного результата мероприятий по ликвидации МКД организацией, эксплуатирующей ОПО, могут организовываться работы по оценке риска отказа, связанного с МКД, приведенные в приложении № 3 к Руководству.
13. О факте первичного обнаружения МКД, изменении его параметров в течение рабочего дня, а также наличии утечек или неисправности оборудования обвязки устья скважины и фонтанной арматуры рекомендуется информировать руководство производственной и геологической служб эксплуатирующей организации.
14. Мониторинг и контроль МКД рекомендуется осуществлять путем обследования устьев скважин персоналом эксплуатирующих организаций.
15. В обследование рекомендуется включать осмотр территории вокруг скважины, приустьевое участка, оборудования обвязки устья скважины и фонтанной арматуры на наличие утечек, замер давления в межколонных пространствах скважин и контроль загазованности атмосферного воздуха. При обследовании целесообразно убедиться, что оборудование обвязки устья скважины и межколонных пространств находится в исправном и работоспособном состоянии, а проточная часть арматуры свободна от посторонних предметов, ржавчины, смолистых отложений, препятствующих сообщению межколонного пространства с контрольно-измерительной аппаратурой. При наличии межколонного давления рекомендуется фиксировать текущее состояние скважины (простой, закачка,

отбор газа, ремонт и т.п.) и регистрировать давление в трубном и затрубном пространстве.

При обнаружении неисправности и/или неработоспособности оборудования обвязки устья скважины, не позволяющего контролировать межколонное пространство (негерметичность соединений, утечки по штокам задвижек, непроходимость проточной части, отсутствие или заклинивание частей), рекомендуется принять меры по восстановлению или замене неисправного оборудования и принять решение о дальнейшей эксплуатации скважины.

16. Мониторинг и контроль МКД рекомендуется осуществлять в соответствии с графиком, разработанным эксплуатирующей организацией, с учетом рекомендаций организации, осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией ПХГ. Рекомендуемые сроки и виды работ для разработки мероприятий мониторинга скважин с МКД представлены в таблице № 1.

17. Мониторинг и контроль скважин с МКД рекомендуется осуществлять персоналом эксплуатирующей организации, а результаты и их учет отражать в рекомендуемой форме журнала контроля скважин, приведенной в приложении № 9 к Руководству.

Таблица № 1. Рекомендуемые мероприятия по контролю скважин с межколонными давлениями

Наименование выполняемой работы	Рекомендованная периодичность выполнения
Визуальный контроль за наличием поверхностных газопроявлений вокруг устьев скважин	При проведении плановых замеров давлений и других работ, выполняемых на скважинах, но не реже чем раз в месяц
Измерение давления в межколонных пространствах	Не реже чем раз в месяц
Измерение расхода межколонного флюида при установившемся режиме стравливания	Ежегодно при максимальном давлении в ПХГ, а также при изменении МКД
Регистрация КВД после стравливания давления из МКП	Ежегодно
Отбор проб газа из межколонных пространств для определения химического состава	При выявлении МКД
Геохимическая газовая съемка в районе скважин с МКД	В соответствии с существующими программами работ

18. В скважинах, характеризующихся большой степенью опасности по величине межколонного давления (согласно рекомендациям, приведенным в приложении № 3 к Руководству), или при увеличении значений МКД в период закачки газа в хранилище рекомендуется предусматривать ежедневный контроль устьевых параметров до вывода скважины из эксплуатации и ликвидации критических значений МКД.

19. В случае обнаружения признаков предельного состояния (согласно рекомендациям пункта 26 Руководства) персоналу ПХГ рекомендуется совершать действия, приведенные в приложении № 10 к Руководству.

20. При пуске скважины в эксплуатацию рекомендуется осуществлять наблюдение за ее эксплуатацией согласно рекомендациям пункта 45 Руководства.

21. Обоснование отнесения скважин к уровням риска целесообразно проводить на основании исследований, которые могут содержать следующие виды работ:

- газогидродинамические исследования;
- химический и геохимический анализ состава флюидов;
- геофизические исследования;
- другие работы согласно специально разработанному плану работ.

22. Для определения причин возникновения МКД может быть применен комплекс или один из методов, изложенных в пункте 21 Руководства. Работы рекомендуется проводить до получения необходимой информации, позволяющей принять решение о возможности эксплуатации скважины и разработке мер по устранению причин возникновения МКД. Результаты исследований могут оформляться актом, который рекомендуется хранить в деле скважины. Методика определения предельных значений межколонных давлений приведена в приложении № 4 к Руководству.



23. В результате исследований скважины рекомендуется определить источник МКД, расход флюида из МКП и оценить техническое состояние скважины.

24. По результатам исследований рекомендуется проводить оценку риска аварии, связанной с МКД, как показано в приложении № 4 к Руководству.

25. Негерметичность обсадной эксплуатационной колонны рекомендуется подтверждать опрессовкой и/или данными геофизических исследований. Скважину рекомендуется вывести из эксплуатации при невозможности устранения негерметичности ремонтными работами.

26. Скважины с МКД рекомендуется эксплуатировать с учетом следующих условий:

- уровень риска оценивается как малый и находится в области значений  $R \leq 0,15$ ;

- уровень риска оценивается как умеренный и находится в области значений  $R \leq 0,3$ . Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении мероприятий по снижению уровня риска;

- межколонный флюид представлен газообразной или жидкой углеводородной фазой, не содержащей коррозионно-агрессивных компонентов;

- наличие системы мониторинга и контроля за параметрами межколонных давлений и газопроявлений;

- наличие комплексных программ работ по выявлению источников негерметичности, оценки уровня риска и мероприятий по снижению/ликвидации заколонных газопроявлений;

- контроля технического состояния скважин;

- наличие объектного мониторинга подземных хранилищ газа;

- наличие рекомендации по эксплуатации скважин с МКД организации, осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией ГХГ.

27. Для снижения риска при эксплуатации скважин с МКД рекомендуется:

- развитие системы мониторинга и контроля МКД;
- проведение мероприятий по снижению МКД;
- повышение точности измерений параметров и оперативности информации о техническом состоянии скважин и характеристиках межколонных проявлений;
- повышение уровня готовности к действиям по локализации и ликвидации аварий, связанных с межколонными проявлениями.

28. Развитие системы мониторинга и контроля за параметрами межколонных проявлений может быть связано с увеличением частоты контрольных замеров, проведением экспресс-анализов химического состава межколонных флюидов, установкой на скважинах контрольно-измерительного оборудования, передающего информацию о МКД в режиме реального времени, обеспечением постоянного беспрепятственного доступа к скважинам (с учетом их местоположения) персонала, выполняющего мониторинг.

29. С целью поддержания герметичности крепи скважины рекомендуется избегать резкого повышения и снижения давлений: пуск скважины проводить плавно, при открытых отводах МКП, вплоть до стабилизации температурного режима. Указанные положения рекомендуется учитывать при проведении любых технологических операций, включая ремонтные работы.

30. На скважинах в зоне распространения многолетнемерзлых пород при эксплуатации не рекомендуются длительные остановки скважины во избежание охлаждения ствола скважины и устьевого оборудования, появления дополнительных знакопеременных напряжений, неблагоприятно влияющих на герметичность резьбовых соединений и уплотнительных элементов.

31. Снижение межколонного давления может быть осуществлено путем проведения периодических стравливаний межколонного флюида при отсутствии в его составе сероводорода.

32. На скважинах, межколонный флюид которых представлен сухим углеводородным газом, не содержащим коррозионно-активные компоненты, с целью выяснения характера притока газа рекомендуется проводить серию (не более трех) стравливаний межколонного флюида из МКП. После каждого стравливания МКП рекомендуется закрытие скважины и регистрация кривой восстановления давления. При отрицательных результатах работ (неизменность или увеличение дебита постоянного притока, уменьшение времени восстановления межколонного давления) стравливание газа рекомендуется прекратить и разработать мероприятия по ликвидации МКД.

33. В качестве мероприятий по ликвидации МКД могут быть рекомендованы:

- проведение текущего и капитального ремонта скважин с целью ликвидации МКД посредством устранения негерметичности скважинного подземного и устьевого оборудования, обсадных колонн, цементного камня между ними и цементного камня между обсадными колоннами и породой.

34. При пуске скважины в эксплуатацию после освоения, реконструкции, капитального ремонта, консервации, а также после проведения работ по интенсификации притока из пласта и работ по ликвидации МКД эксплуатирующему персоналу рекомендуется осуществлять постоянное наблюдение (в том числе с использованием электронных манометров) в течение не менее 6 часов и ежедневный контроль скважины в течение последующих 10 дней, а результаты контроля оформлять актом с передачей в геологический отдел ПХГ не позднее 2 суток после окончания работ.

35. В целях повышения уровня готовности к действиям по локализации и ликвидации аварий, связанных с межколонными проявлениями,

рекомендуется обеспечивать проведение профилактической работы аварийно-спасательных формирований организации, эксплуатирующей ПХГ, с учетом опасностей или угроз, связанных с межколонными проявлениями.

#### **IV. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ВЕСТИ ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН С МКД**

36. При выборе эксплуатационных параметров для ФА и ОУС, установленных на скважинах с МКД, рекомендуется учитывать:

- эксплуатационное давление на устье скважины;
- состав рабочей среды;
- содержание примесей в рабочей среде;
- конструкцию подвесок труб и колонн (муфтовые, клиновые, на резьбе);
- температуру на устье (минимальная, максимальная);
- среднемесячную температуру окружающей среды (климатическое исполнение);
- схему обвязки устья, согласованная и утвержденная в установленном порядке.

37. При эксплуатации скважин с МКД рекомендуется учитывать нижеследующее:

а) герметичность АФ и ОУС по отношению к внешней среде при эксплуатационном рабочем давлении на данный момент времени:

- фланцевых соединений;
- уплотнительных элементов резьбовых соединений;
- уплотнительных узлов (сальников) оборудования обвязки колонн и фонтанной арматуры;
- корпусных деталей;
- герметичность уплотнителей (пакеров) ОУС;
- межколонных пространств;

б) возможность проведения исследований скважин с целью выявления причин возникновения МКД.

38. При пакерной эксплуатации скважин герметичность внутрискважинного оборудования может достигаться установкой пакеров и заполнением затрубного пространства надпакерной жидкостью.

## **V. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РЕМОНТУ СКВАЖИН С МКД. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН**

39. При передаче скважины в ремонт для устранения межколонных давлений рекомендуется учитывать нижеследующее:

- глушение скважины и ликвидация МКД проводится в соответствии с технологическими регламентами на данный вид работ, действующими на конкретном ПХГ;

- ликвидация негерметичности уплотнительных элементов колонной и трубной головок проводится в соответствии с руководством по эксплуатации завода-изготовителя заменой негерметичных уплотнительных элементов новыми;

- ликвидация негерметичности резьбовых соединений эксплуатационной колонны проводится тампонированием с использованием герметизирующих составов после извлечения из скважины лифтовой колонны либо установкой подземного пакерного оборудования и заполнением затрубного пространства надпакерной жидкостью;

- ликвидация негерметичности элементов подземного оборудования проводится в процессе ремонта в соответствии с руководством по эксплуатации завода-изготовителя или путем замены герметичными (новыми).

40. При величине МКД, равном или превышающем предельно-допустимое значение для данного межколонного пространства, или расходе флюида из МКП, равном или более  $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ , межколонное пространство

на время проведения работ по ремонту скважины может оборудоваться дополнительной рабочей задвижкой и дополнительным факельным отводом длиной не менее 30 м для выпуска флюида из межколонного пространства. Отвод, как правило, направляется в сторону от дорог, газосборного коллектора и выводится за пределы кустовой площадки.

41. Перед проведением работ по консервации скважины рекомендуется ликвидировать межколонные давления. При обнаружении в ходе проверок межколонных проявлений скважину рекомендуется вывести из консервации, эксплуатирующей организации рекомендуется выяснить причину возникновения МКД, разработать и реализовывать мероприятия по их устранению. После устранения МКД консервация скважины может быть продлена.

42. До проведения ликвидационных работ рекомендуется проводить диагностику технического состояния скважины с учетом последнего комплекса геофизических исследований, в результате которых выделяются потенциально-опасные пласты - источники МКД во вскрытом разрезе.

При наличии в разрезе скважины источников МКД ликвидацию скважин рекомендуется проводить путем установки флюидоупорных тампонажных экранов и мостов, изолирующих источники МКД. Изоляцию источников МКД рекомендуется проводить начиная с нижней части ствола скважины. Установку флюидоупорных экранов, покрышек и цементных мостов, направленных на ликвидацию МКД, рекомендуется проводить под избыточным давлением, величина которого принимается с учетом остаточной прочности обсадной колонны.

Приложение № 1  
к Руководству по безопасности  
«Методические рекомендации  
по определению предельных значений  
межколонных давлений,  
удовлетворяющих условиям  
безопасной эксплуатации скважин  
на опасных производственных объектах  
подземных хранилищ газа»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «24» ноября 20 20 г. № 429

### СОКРАЩЕНИЯ

ВЧ – военизированная часть по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГРП – газораспределительный пункт;

ЗКП – заколонное пространство;

ЗТП – затрубное пространство;

КВД – кривая восстановления давления;

КРС – капитальный ремонт скважины;

МКД – межколонное давление;

МКП – межколонное пространство;

ОПО – опасный производственный объект;

ОУС – оборудование устья скважины;

ПХГ – подземное хранилище газа;

СКРН – сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением;

ТД – техническое диагностирование;

ФА – фонтанная арматура;

ЭПБ – экспертиза промышленной безопасности.

Приложение № 2  
к Руководству по безопасности  
«Методические рекомендации  
по определению предельных значений  
межколонных давлений,  
удовлетворяющих условиям  
безопасной эксплуатации скважин  
на опасных производственных объектах  
подземных хранилищ газа»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «24» ноября 20 22 г. № 429

В Руководстве использованы ссылки на следующие источники:

Руководство по безопасности «Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» утверждено приказом Ростехнадзора от 3 ноября 2022 г. № 387;

«ГОСТ 2405-88 (СТ СЭВ 6128-87). Государственный стандарт Союза ССР. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия», утвержден и введен в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 23 декабря 1988 г. № 4530;

«РД 153-39.0-109-01. Руководящий документ. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений», утвержден и введен в действие с 1 марта 2002 г. приказом Минэнерго России от 5 февраля 2002 г. № 30;

«ГОСТ Р 55724-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые», утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 8 ноября 2013 г. № 1410-ст;



«ГОСТ Р 51574-2018. Национальный стандарт Российской Федерации. Соль пищевая. Общие технические условия», утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 мая 2018 г. № 263-ст;

«ГОСТ Р 53709-2009. Национальный стандарт Российской Федерации. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования», утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2009 г. № 1151-ст.

Приложение № 3  
к Руководству по безопасности  
«Методические рекомендации  
по определению предельных значений  
межколонных давлений,  
удовлетворяющих условиям  
безопасной эксплуатации скважин  
на опасных производственных объектах  
подземных хранилищ газа»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «24» ноября 20 20 г. № 429

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОЦЕНКЕ РИСКА ОТКАЗА, СВЯЗАННОГО С МКД

### Общие положения

1. Оценку риска рекомендуется проводить для каждой скважины с МКД. Возможно проводить оценку риска для групп скважин, объединяемых по близости показателей опасности МКД и уязвимости скважин и объектов окружающей среды.
2. Оценку риска рекомендуется проводить в следующих случаях:
  - при первичном обнаружении МКД;
  - при изменении хотя бы одного из факторов опасности или уязвимости;
  - если это повлекло за собой изменение степени опасности или уязвимости;
  - в рамках проведения ЭПБ скважин.
3. Оценку риска при первичном обнаружении МКД рекомендуется проводить силами эксплуатирующих организаций или с привлечением сторонних организаций.

4. Оценку риска сторонними организациями рекомендуется проводить на основании результатов исследований МКД и технического состояния скважин, предоставляемых эксплуатирующей организацией.

5. Результатом оценки риска может являться заключение по анализу риска на скважине, имеющей межколонные давления, которое оформляется по рекомендованной форме, приведенной в приложении № 5 к Руководству. При выполнении анализа риска в рамках проведения ЭПБ данное заключение может прикладываться к заключению ЭПБ.

6. Оценка риска может основываться на результатах контроля и анализа факторов риска, существенных для скважин с МКД.

7. Оценка риска может являться обоснованием решения о возможности (невозможности) дальнейшей эксплуатации скважины с МКД.

Оценка риска может решать следующие задачи:

- уточнение информации об основных опасностях и угрозах, провоцируемых межколонным проявлением на конкретной скважине;
- выбор и обоснование мероприятий по снижению риска аварий на скважинах с МКД;
- обоснование оптимального выделения средств на обслуживание и ремонт скважин с МКД в соответствии с уровнем риска.

Исходными данными для оценки риска могут являться:

- параметры межколонного проявления, полученные в результате газогидродинамических исследований скважин (показатели опасности);
- результаты геофизических исследований и технического диагностирования скважин с МКД, условия эксплуатации скважин (показатели уязвимости);
- признаки потенциально-опасного состояния скважин с МКД.

8. Возможность дальнейшей эксплуатации скважины с МКД рекомендуется в случае, если риск возникновения аварии находится на допустимом уровне (коэффициент риска аварии  $R$ , определенный

в соответствии с пунктами 10-26 приложения № 3 к Руководству, меньше либо равен 0,3 и отсутствуют признаки потенциально-опасного состояния).

9. По результатам оценки риска по скважинам с МКД могут быть приняты следующие управленческие решения:

- продолжение эксплуатации скважины в текущем режиме с мониторингом параметров межколонных проявлений;
- проведение компенсирующих мероприятий, направленных на уменьшение опасности и (или) уязвимости;
- проведение ремонтных работ по устранению МКД с последующим вводом скважины в эксплуатацию;
- проведение ремонтных работ по устранению МКД с последующей ликвидацией скважины.

#### **Идентификация и интегральная оценка опасностей**

10. Опасность межколонных проявлений рекомендуется оценивать по интегральному коэффициенту опасности, учитывающему различные механизмы негативного воздействия межколонного флюида. Опасность может определяться по следующим факторам, выступающим в роли показателей опасности:

- величина межколонного давления;
- степень коррозионной агрессивности межколонного флюида;
- энергоемкостная характеристика источника МКД.

11. Интегральная опасность межколонного проявления может оцениваться для каждого межколонного пространства. Степень опасности по каждому из показателей рекомендуется устанавливать отдельно на том или ином уровне на основании результатов газо-гидродинамических исследований скважин с МКД и принимать по худшему из соответствующих отличительных признаков.

12. Степень опасности, вызванная воздействием межколонного давления на крепь и устьевое оборудование скважины, может оцениваться

по отношению текущего межколонного давления к предельному давлению для данного межколонного пространства с признаками, приведенными в таблице № 1.

Таблица № 1. Степень опасности по величине межколонного давления

Степень опасности	Код	Отличительный признак
Малая	1	$\frac{P_{\text{МК}}}{[P_{\text{МК}}]} \leq 0,3$ где $P_{\text{МК}}$ – величина межколонного давления; $[P_{\text{МК}}]$ – величина предельно допустимого давления для рассматриваемого межколонного пространства (приложение № 4)
Средняя	2	$0,3 < \frac{P_{\text{МК}}}{[P_{\text{МК}}]} \leq 0,7$
Большая	3	$0,7 < \frac{P_{\text{МК}}}{[P_{\text{МК}}]} < 1,0$
Потенциально-опасное состояние	-	$\frac{P_{\text{МК}}}{[P_{\text{МК}}]} \geq 1$

13. Степень опасности, вызванную коррозионной агрессивностью межколонного флюида, рекомендуется оценивать в зависимости от его физических свойств, химического состава и парциального давления агрессивных компонентов, в соответствии с признаками, указанными в таблице № 2.

14. Допустимое объемное содержание сероводорода и давление, при котором исключены СКРН, определяются в соответствии с приложением № 4 к федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденным приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 534, зарегистрированным Минюстом России 29 декабря 2020 г., регистрационный № 61888.

Таблица № 2. Степень опасности по величине коррозионной агрессивности межколонного флюида

Степень опасности	Код	Отличительный признак
Отсутствует	0	Межколонный флюид представлен газообразной или жидкой углеводородной фазой, не содержащей коррозионно-агрессивных компонентов
Малая	1	Межколонный флюид представлен газообразной или жидкой углеводородной фазой, не содержащей коррозионно-агрессивных компонентов. В газе присутствуют пары воды. Обводненность углеводородной жидкости менее 5 %
Средняя	2	В составе межколонного флюида присутствует хотя бы один из нижеперечисленных компонентов: - вода с минерализацией не более 1000 мг/л; - диоксид углерода при парциальном давлении до 0,05 МПа
Большая	3	В составе межколонного флюида присутствует хотя бы один из нижеперечисленных компонентов: - сероводород в объеме и при давлении вне области сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением; - диоксид углерода при парциальном давлении от 0,05 до 0,2 МПа; - вода с минерализацией более 1000 мг/л или pH ниже 7; - механические примеси (продукты коррозии, осадки)
Потенциально-опасное состояние	-	Присутствие в составе межколонного флюида сероводорода в объеме и при давлении в области сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением. Присутствие в составе межколонного флюида диоксида углерода при парциальном давлении равном или большем 0,2 МПа

15. Степень опасности, обусловленная энергоемкостными характеристиками источника МКД, может оцениваться в зависимости от результатов стравливания флюидов из МКП в соответствии с признаками, указанными в таблице № 3.

Таблица № 3. Степень опасности по энергоемкостным характеристикам источника МКД при эксплуатации скважины

Степень опасности	Код	Отличительный признак
Отсутствует	0	Межколонный флюид стравливается полностью (истечение флюидов из межколонного пространства не обнаруживается методами инструментального контроля)
Малая	1	$0 < q_r \leq 10$ , $0 < q_{ж} \leq 0,01$
Средняя	2	$10 < q_r \leq 100$ , $0,01 < q_{ж} \leq 0,1$

Продолжение таблицы № 3

Степень опасности	Код	Отличительный признак
Большая	3	$100 < q_r \leq 1000,$ $0,1 < q_{ж} \leq 1$
Потенциально-опасное состояние	-	Расход межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства более $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ для газовой фазы или более $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ для жидкой фазы

Примечание.  $q_r$  – расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $q_{ж}$  – расход жидкой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

16. Интегральная количественная оценка опасности межколонного проявления может характеризоваться коэффициентом опасности  $k_{он}$ , который представляет долю (вероятность) наиболее неблагоприятной обстановки (сочетания показателей опасности) для рассматриваемого межколонного пространства. При наиболее неблагоприятном сочетании показателей опасности коэффициент опасности равен  $k_{он} = 1$ , в остальных случаях  $0 < k_{он} < 1$ . Коэффициент опасности определяется по формуле:

$$k_{он} = \sum_{i=1}^3 \delta_i \cdot a_i \cdot \gamma_i, \quad (1)$$

где  $k_{он}$  – коэффициент опасности межколонного проявления;  
 $\delta_i$  – коэффициент значимости  $i$ -го показателя опасности;  
 $a_i$  – значение кода  $i$ -го показателя опасности;  
 $\gamma_i$  – нормирующий множитель для кода  $i$ -го показателя опасности.  
 Нормирующий множитель вычисляется по формуле:

$$\gamma_i = \frac{a_i}{(\max a_i)^2}, \quad (2)$$

где  $\max a_i$  – максимальное значение кода степени опасности для  $i$ -го показателя опасности.

Значения коэффициентов значимости и нормирующих множителей для соответствующих кодов показателей опасности приведены в таблице № 4.

Таблица № 4. Коэффициенты значимости и нормирующие множители для показателей опасности

Показатель опасности	Степень опасности	Код ( $a_i$ )	$\gamma_i$	Коэффициент значимости ( $\delta_i$ )
Величина межколонного давления	малая	1	0,111	0,4
	средняя	2	0,222	
	большая	3	0,333	
Степень коррозионной агрессивности межколонного флюида	отсутствует	0	0	0,2
	малая	1	0,111	
	средняя	2	0,222	
	большая	3	0,333	
Энергоемкостная характеристика источника МКД	отсутствует	0	0	0,4
	малая	1	0,111	
	средняя	2	0,222	
	большая	3	0,333	

### Интегральная оценка уязвимости

17. Степень уязвимости рекомендуется определять степенью восприимчивости скважины и объектов окружающей среды к факторам опасности межколонных проявлений, приведенных в пункте 10 приложения № 3 к Руководству.

Свойство элементов скважины терять способность к выполнению заданных функций и возможность попадания людей и объектов окружающей среды под воздействие межколонных проявлений рекомендуется определять по следующим показателям уязвимости:

- техническое состояние обсадных колонн;
- особенности конструкции скважины;
- уровень развития системы мониторинга и контроля межколонных проявлений;
- особенности объектов окружающей среды, восприимчивых к факторам опасности межколонных проявлений.

18. Интегральная уязвимость, как правило, оценивается для каждого межколонного пространства с наличием МКД. Степень уязвимости по каждому из показателей устанавливается отдельно на том или ином уровне



на основании результатов технического диагностирования скважины и условий ее эксплуатации и принимается по худшему из соответствующих отличительных признаков.

19. Степень уязвимости по показателю, характеризующему техническое состояние обсадных колонн, ограничивающих межколонное пространство, рекомендуется определять в соответствии с признаками, приведенными в таблице № 5.

20. Степень уязвимости по показателю, характеризующему конструкцию скважины, рекомендуется определять в соответствии с признаками, указанными в таблице № 6.

Таблица № 5. Степень уязвимости в зависимости от технического состояния межколонного пространства

Степень уязвимости	Код	Отличительный признак
Малая	1	<p>Значения коэффициентов запаса прочности обсадных труб к эксплуатационным нагрузкам (с учетом МКД) превышают соответствующие рекомендуемые значения более чем в 1,2 раза</p> $\frac{n'_1}{n_1} > 1,2$ <p>где <math>n'_1</math> – фактический коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления (в соответствии с Д.2.1 (приложение № 7),  <math>n_1</math> – рекомендуемый коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление (определяется в соответствии с приложением № 11).</p> $\frac{n'_2}{n_2} > 1,2$ <p>где <math>n'_2</math> – фактический коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление с учетом МКД,  <math>n_2</math> – рекомендуемый коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление.</p> <p>Значение величины утечки газа из МКП при опрессовке менее 10 м<sup>3</sup>/сут  <math>q_{ут} \leq 10 \text{ м}^3/\text{сут}</math>,  где <math>q_{ут}</math> – величина утечки газа из МКП при опрессовке (определяется в соответствии с пунктом 23 приложения № 11 Руководства)</p>
Средняя	2	<p>Значения коэффициентов запаса прочности обсадных труб к эксплуатационным нагрузкам (с учетом МКД) превышают соответствующие рекомендуемые значения в 1,1 - 1,2 раза.</p> $1,1 < \frac{n'_1}{n_1} \leq 1,2 \quad 1,1 < \frac{n'_2}{n_2} \leq 1,2$ <p>Значение величины утечки газа из МКП при опрессовке от 10 до 70 м<sup>3</sup>/сут  <math>10 &lt; q_{ут} \leq 70 \text{ м}^3/\text{сут}</math></p>

Продолжение таблицы № 5

Степень уязвимости	Код	Отличительный признак
Большая	3	<p>Значения коэффициентов запаса прочности обсадных труб к эксплуатационным нагрузкам (с учетом МКД) превышают соответствующие рекомендуемые значения менее чем в 1,1 раза</p> $1,0 \leq \frac{n'_1}{n_1} \leq 1,1 \quad 1,0 \leq \frac{n'_2}{n_2} \leq 1,1$ <p>Значение величины утечки газа из МКП при опрессовке более 70 м<sup>3</sup>/сут  <math>q_{ут} &gt; 70 \text{ м}^3/\text{сут}</math></p>
Потенциально-опасное состояние	-	<p><math>n'_1 &lt; n_1</math> или <math>n'_2 &lt; n_2</math>.</p> <p>Грифоны вокруг устья скважины.</p> <p>Наличие межколонных/заколонных перетоков газа (подтвержденных ГИС).</p> <p>Негерметичность обсадной эксплуатационной колонны, фланцевых, резьбовых и сварных швов устьевого участка скважины, не восстанавливаемая методами технического обслуживания и текущего ремонта.</p> <p>Дефекты устьевого участка, образовавшиеся в процессе эксплуатации (вмятины, сколы, деформационные напряжения), снижающие несущую способность нагруженных элементов ниже требуемого (расчетного) уровня. Трещины всех видов и направлений.</p> <p>Неуправляемость запорно-регулирующих устройств устьевого участка одним оператором, не восстанавливаемая методами технического обслуживания и текущего ремонта при наличии МКД.</p> <p>Нарушение герметичности в затворах запорных органов устьевого участка и уплотнений по штоку, неустраняемое методами технического обслуживания и текущего ремонта при наличии МКД.</p>

Таблица № 6. Степень уязвимости в зависимости от конструктивных особенностей скважины

Степень уязвимости	Код	Отличительный признак
Малая	1	$\frac{V_n}{V_{МКП}} \leq 0,3$ <p>где <math>V_n</math> – пустотный объем межколонного пространства, м<sup>3</sup>,  <math>V_{МКП}</math> – расчетный объем пространства между двумя обсадными колоннами, м<sup>3</sup>.</p> <p>На скважине установлена стандартная колонная головка</p>
Средняя	2	$0,3 < \frac{V_n}{V_{МКП}} \leq 0,7$ <p>На скважине установлен колонный фланец</p>
Большая	3	$0,7 < \frac{V_n}{V_{МКП}} \leq 1$ <p>На скважине установлено нестандартное устьевое оборудование, имеется продольный или спиральный сварной шов на трубах, сваренных из листового проката, или нахлесточное сварное соединение с обсадной колонной</p>
Потенциально-опасное состояние	-	$\frac{V_n}{V_{МКП}} > 1$

21. Степень уязвимости, обусловленную уровнем развития системы мониторинга и контроля межколонных проявлений, рекомендуется определять в соответствии с таблицей № 7.

Таблица № 7. Степень уязвимости, обусловленная уровнем развития системы мониторинга и контроля межколонных проявлений

Степень уязвимости	Код	Отличительный признак
Отсутствует	0	Межколонные пространства оборудованы приборами контроля межколонных давлений с передачей информации в режиме реального времени. Доступ техники к скважине возможен в течение всего года
Малая	1	Контроль МКД осуществляется с периодичностью от 1 до 10 суток. Доступ техники к скважине возможен в течение всего года
Средняя	2	Контроль МКД осуществляется с периодичностью от 10 суток до одного месяца. Доступ техники к скважине может быть ограничен
Большая	3	Контроль МКД осуществляется с периодичностью более чем один месяц. Скважина может быть недоступна в течение более чем 30 суток подряд

22. Степень уязвимости по показателю, характеризующему особенности объектов, восприимчивых к факторам опасности межколонных проявлений, рекомендуется определять в соответствии с признаками, приведенными в таблице № 8.

Таблица № 8. Степень уязвимости в зависимости от особенностей объектов, восприимчивых к факторам опасности межколонных проявлений

Степень уязвимости	Код	Отличительный признак
Малая	1	Расстояние от скважины до жилых объектов более 1000 м. Расстояние до промышленных объектов более 500 м
Средняя	2	Расстояние от скважины до жилых объектов от 300 до 1000 м. Расстояние до промышленных объектов от 100 до 500 м
Большая	3	Скважина находится в природоохранной зоне (вне зависимости от удаленности от жилых и промышленных объектов). В разрезе скважины присутствуют горизонты питьевой воды. Расстояние от скважины до жилых объектов от 100 до 300 м. Расстояние до промышленных объектов от 40 до 100 м

Продолжение таблицы № 8

Степень уязвимости	Код	Отличительный признак
Потенциально-опасное состояние	-	Расстояние от скважины до жилых объектов менее 100 м. Расстояние до промышленных объектов менее 40 м. Грифоны вокруг устья скважины. Наличие межколонных/заколонных перетоков газа (подтверждённых ГИС)

23. Интегральная количественная оценка уязвимости каждого межколонного пространства характеризуется коэффициентом уязвимости  $k_y$ , который представляет долю (вероятность) наиболее неблагоприятной обстановки (сочетания показателей уязвимости) для рассматриваемого межколонного пространства. При наиболее неблагоприятном сочетании показателей уязвимости коэффициент уязвимости равен  $K_y = 1$ , в остальных случаях  $0 < K_y < 1$ ,

Коэффициент уязвимости определяется по формуле:

$$k_y = \sum_{i=1}^4 \varphi_i \cdot b_i \cdot \lambda_i, \quad (3)$$

где  $k_y$  – коэффициент уязвимости межколонного пространства;

$\varphi_i$  – коэффициент значимости  $i$ -го показателя уязвимости;

$b_i$  – значение кода  $i$ -го показателя уязвимости;

$\lambda_i$  – нормирующий множитель для кода  $i$ -го показателя уязвимости.

Нормирующий множитель определяется по формуле:

$$\lambda_i = \frac{b_i}{(\max b_i)^2}, \quad (4)$$

где  $\max b_i$  – максимальное значение кода степени уязвимости для  $i$ -го показателя уязвимости.

Значения коэффициентов уязвимости и нормирующих множителей для соответствующих кодов показателей уязвимости приведены в таблице № 9.

Таблица № 9. Коэффициенты значимости и нормирующие множители для показателей уязвимости

Показатель уязвимости	Степень опасности	Код, (b <sub>i</sub> )	$\lambda_i$	Коэффициент значимости, ( $\varphi_i$ )
Техническое состояние межколонных пространств	малая	1	0,111	0,3
	средняя	2	0,222	
	большая	3	0,333	
Особенности конструкции скважины	малая	1	0,111	0,2
	средняя	2	0,222	
	большая	3	0,333	
Уровень развития системы мониторинга и контроля МКД	отсутствует	0	0	0,3
	малая	1	0,111	
	средняя	2	0,222	
	большая	3	0,333	
Особенности объектов, восприимчивых к факторам опасности МКД	малая	1	0,111	0,2
	средняя	2	0,222	
	большая	3	0,333	

### Интегральная оценка риска

24. Оценку риска рекомендуется определять на основании степени опасности межколонных проявлений и степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды. Уровень риска оценивается по принципу пересечения этих событий и количественно выражается показателем риска отказа

$$R = k_{\text{он}} \cdot k_y \quad (5)$$

25. Уровень риска можно оценить по величине коэффициента риска аварии в соответствии с данными таблицы № 10.

Таблица № 10. Уровень риска аварии скважин с межколонными давлениями

Уровень риска	Коэффициент риска
Малый уровень риска	$R \leq 0,15$
Умеренный уровень риска	$0,15 < R \leq 0,3$
Большой уровень риска	$0,3 < R \leq 0,5$
Критическое состояние	$R > 0,5$

26. Уровень риска рекомендуется оценивать для каждого межколонного пространства с МКД. Уровень риска по скважине в целом рекомендуется оценивать по межколонному пространству с наихудшим уровнем риска. Пример интегральной оценки риска аварии на скважине с МКД приведен в приложениях № 6 и № 7 к Руководству.

#### **Ранжирование скважин с межколонными проявлениями по уровню риска**

27. В области значений  $R \leq 0,15$  уровень риска рекомендуется оценивать как малый. Значения критериев риска не превышают предельно допустимых для работоспособного состояния скважины. Дальнейшая эксплуатация возможна без проведения каких-либо дополнительных технических и организационных мероприятий по снижению уровня риска при обеспечении контроля за межколонными давлениями.

28. В области значений  $0,15 < R \leq 0,3$  уровень риска рекомендуется оценивать как умеренный. Имеются незначительные отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые, однако, не препятствуют возможности выполнения скважиной заданных эксплуатационных функций. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении мероприятий по снижению уровня риска, конкретный перечень которых вытекает из анализа факторов, обуславливающих максимальные значения показателей опасности и уязвимости.

29. В области значений  $0,3 < R \leq 0,5$  уровень риска рекомендуется оценивать как большой. Имеются отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые могут привести к возникновению аварийной ситуации. Скважину рекомендуется вывести из эксплуатации для проведения технических (капитальный ремонт, замена оборудования) и организационных мероприятий по снижению риска аварии.

30. В области значений  $R > 0,5$  или при наличии признаков потенциально-опасного состояния ситуация на скважине оценивается как критическое состояние. Скважину рекомендуется вывести из эксплуатации

для проведения работ по ликвидации межколонных проявлений с последующим вводом в эксплуатацию или ликвидации скважины.

Приложение № 4  
к Руководству по безопасности  
«Методические рекомендации  
по определению предельных значений  
межколонных давлений,  
удовлетворяющих условиям  
безопасной эксплуатации скважин  
на опасных производственных объектах  
подземных хранилищ газа»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «27» ноября 20 20 г. № 429

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРЕДЕЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ

Рекомендации по определению величины предельно допустимого МКД

1. Величина предельно-допустимого межколонного давления рассчитывается для каждого межколонного пространства исходя из условий:

- сохранения целостности обсадных колонн;
- недопущения миграции межколонного флюида в горные породы в интервале заколонного пространства.

2. Величина предельно-допустимого межколонного давления  $[P_{МК}]$  равна минимальному значению из следующих величин:

- предельно допустимого внутреннего давления для обсадной колонны большего диаметра  $[P_{МК}^B]$ ;
- предельно допустимого наружного давления для обсадной колонны меньшего диаметра  $[P_{МК}^H]$ ;
- предельно допустимого межколонного давления, ограниченного давлением гидроразрыва горных пород, расположенных ниже башмака внешней обсадной колонны  $[P_{МК}^{III}]$ .

3. При расчете предельного давления для обсадных колонн



(за исключением эксплуатационной колонны) рекомендуется принимать, что давления гидростатического характера, действующие внутри и снаружи рассматриваемых колонн, уравновешены.

4. Для колонны большего диаметра МКД как правило является избыточным внутренним давлением. Предельно допустимая величина межколонного давления для  $[P_{МК}^B]$  обсадной колонны большего диаметра определяется по формуле:

$$[P_{МК}^B] = \frac{P'_T}{n_2}, \quad (1)$$

где  $P'_T$  – минимальное для колонны значение избыточного внутреннего давления, при котором максимальные напряжения в теле труб(ы) равны пределу текучести материала, МПа,

$n_2$  – коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление.

Величина  $P'_T$  может быть определена в инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин или другими методиками, учитывающими специфические особенности эксплуатации скважин, и является характеристикой труб интервала колонны, имеющего наименьшую несущую способность.

Коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление  $n_2$  рекомендуется выбирать в зависимости от диаметра труб и вида данных о техническом состоянии обсадной колонны, используемых для расчета параметров ее остаточной прочности, в соответствии с таблицей № 1.

Таблица № 1. Коэффициенты запаса прочности на внутреннее избыточное давление

Исходная информация для расчета прочностных характеристик колонны	Данные ГИС технического состояния колонны, полученные при ее обследовании через внутреннюю колонну	Данные ГИС технического состояния колонны получены при бурении скважины	Данные ГИС технического состояния колонны отсутствуют. Используются данные о номинальных прочностных характеристиках труб обсадной колонны
Коэффициент $n_2$ для колонны диаметром $\leq 219$ мм	1,2	1,25	1,7
Коэффициент $n_2$ для колонны диаметром $> 219$ мм	1,5	1,6	2,2

При оценке безопасности скважин с МКД, завершенных бурением, рекомендуется использовать максимальные значения коэффициента запаса прочности на внутреннее избыточное давление  $n_2$ .

5. Для колонны меньшего диаметра МКД как правило является избыточным наружным давлением. Предельно допустимая величина межколонного давления  $[P_{МК}^{II}]$  для обсадной колонны меньшего диаметра определяется по формуле:

$$[P_{МК}^{II}] = \frac{P'_{кр}}{n_1}, \quad (2)$$

где  $P'_{кр}$  – минимальное для колонны значение избыточного наружного давления, при котором максимальные напряжения в теле труб(ы) равны пределу текучести материала, Мпа;

$n_1$  – коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление;

$P'_{кр}$  определяется в соответствии с инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин или другими методиками, учитывающими специфические особенности эксплуатации скважин, и является характеристикой труб интервала, имеющего наименьшую несущую способность.

Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление  $n_1$

выбирается в зависимости от вида данных о техническом состоянии обсадной колонны, используемых для расчета параметров ее остаточной прочности, в соответствии с таблицей № 2.

При оценке безопасности скважин с МКД, скважин, завершенных бурением, используются максимальные значения коэффициента запаса прочности на наружное избыточное давление  $n_1$ , приведённые в таблице № 2.

Таблица № 2. Коэффициенты запаса прочности на наружное избыточное давление

Исходная информация для расчета прочностных характеристик колонны	Данные ГИС технического состояния получены при прямом обследовании и колонны	Данные ГИС технического состояния колонны, полученные при ее обследовании через внутреннюю колонну	Данные ГИС технического состояния колонны получены при бурении скважины	Данные ГИС технического состояния колонны отсутствуют. Используются данные о номинальных прочностных характеристиках труб обсадной колонны
Коэффициент $n_1$	1,0	1,05	1,1	1,5

6. Для эксплуатационной колонны наружное давление может уравниваться давлением, создаваемым внутри колонны. Если скважина эксплуатируется по пакерной схеме эксплуатации рекомендуется принимать, что давления гидростатического характера, действующие внутри и снаружи колонны, уравновешены. Величина предельно-допустимого межколонного давления, определяемая исходя из прочностных характеристик эксплуатационной колонны, определяется по формуле (2).

При беспакерной схеме эксплуатации величина предельно допустимого межколонного давления определяется по формуле:

$$[P_{МК}^{II}] = \frac{P'_{кр}}{n_1} + P_{зтп} - 10^{-6} \cdot \gamma_{жз} \cdot g \cdot Z, \quad (3)$$

где  $P_{зтп}$  – затрубное давление, Мпа;

$\gamma_{жз}$  – плотность жидкости затворения цементного раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;



## **ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

**к проекту приказа Ростехнадзора «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические рекомендации по определению предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа»**

Проект приказа Ростехнадзора «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические рекомендации по определению предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа» (далее – проект Руководства) разработан в целях содействия соблюдению требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов подземных хранилищ газа», утвержденных приказом Ростехнадзора от 9 декабря 2020 г. № 511, зарегистрированным Минюстом России 18 декабря 2020 г., регистрационный № 61589 (далее – Правила).

Разработка проекта Руководства выполнена по инициативе ПАО «Газпром». Разработчиком проекта Руководства является ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Проект Руководства разработан в рамках принятых решений заседания секции № 6 «Безопасность объектов нефтегазового комплекса» научно-технического совета Ростехнадзора от 08 июня 2022 г. № ЗС-06-09-06/22 по безопасности объектов нефтегазового комплекса Научно-технического совета Ростехнадзора «Вопросы обеспечения требований промышленной безопасности при эксплуатации объектов нефтегазового комплекса». Проект приказа Ростехнадзора «Об утверждении Руководства по безопасности «Определение предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа» согласован на заочном заседании членов Рабочей группы при подкомиссии по совершенствованию контрольных (надзорных) и разрешительных функций федеральных органов исполнительной власти при правительственной комиссии по проведению административной реформы в сфере промышленной безопасности в полном составе 28.08.2023 (Протокол № 98).



В соответствии с пунктом 127 Правил в процессе эксплуатации скважин на опасных производственных объектах (далее – ОПО) подземных хранилищ газа (далее – ПХГ) должен осуществляться контроль устьевого и межколонного давления (далее – МКД) с периодичностью, предусмотренной объектным мониторингом. Замер осуществляется как постоянно установленными, так и переносными контрольно-измерительными приборами. Пунктом 129 Правил запрещается эксплуатация скважин с МКД, имеющих признаки предельных состояний, касающихся герметичности скважины, состава флюида межколонного пространства (далее – МКП), численных значений давлений, расходов газа и флюида.

В тоже время, в документах по промышленной безопасности не регламентированы условия, позволяющие системно решать вопросы количественных и предельно допустимых значений МКД и анализа риска эксплуатации скважин ПХГ с наличием МКД. Не учитываются величины МКД с учётом текущего технического состояния конструктивных элементов скважины, в том числе расчёты продолжительности безопасной эксплуатации каждого из элементов конструкции скважины (устьевого и внутрискважинного оборудования, обсадных колонн). Кроме того, не предусматривается расчёт ожидаемого уровня риска возможной аварии при эксплуатации скважины с МКД, с учётом площадного контроля герметичности ОПО.

При достаточности изученности механизма образования газопроводящих (флюидопроводящих) каналов по результатам аналитических и лабораторных исследований, выявления закономерности влияния МКД на техническое состояние и качество разобщения пластов скважин и определение влияния межколонных давлений на длительную и безопасную эксплуатацию скважин ПХГ, безопасность ОПО, может быть обоснована результатами анализа риска возникновения аварий на данном объекте и системным подходом в целом к контролю МКД, выраженным:

- в разработанных и постоянно актуализируемых программах «Комплексная программа работ по выявлению источников образования техногенных скоплений





газа, их разгрузки и ликвидации, а также усилению контроля за герметичностью газохранилищ»;

- в разработанных и постоянно актуализируемых программах «Объектный мониторинг ПХГ», включающего в себя все виды как наземных, так и внутрискважинных комплексных исследований по определению источника негерметичности;

- в разработанных и осуществляемых, в соответствии с утверждённым графиком, программах проведения экспертизы промышленной безопасности скважин ПХГ;

- в разработанных и постоянно актуализируемых программах по проведению мероприятий по снижению/ликвидации МКД в скважинах ПХГ.

На основании анализа более чем 70-летней эксплуатации скважин на ОПО ПХГ (в том числе контроля, выявления причин возникновения мест негерметичности и мероприятий по ликвидации МКД) в ПАО «Газпром» разработан и применяется стандарт СТО Газпром 2-3.5-883-2014 «Инструкция по использованию скважин подземного хранения газа с межколонными давлениями», являющийся документом корпоративного уровня, что ограничивает его применение, как документа не относящегося к документам федерального уровня.

Таким образом, проект Руководства разрабатывается в целях дополнения нормативно-методической базы федерального уровня документом по определению полного цикла рекомендаций по эксплуатации скважин с наличием МКД, включая определение их предельных значений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на ОПО ПХГ и содействия соблюдению требований Правил.

С целью решения задачи использования скважин с МКД на ОПО ПХГ разработана схема их безопасной эксплуатации, основанная на результатах контроля и анализа факторов опасности межколонных проявлений и факторов уязвимости скважин и объектов окружающей среды, сочетание которых определяет риск возникновения аварий, инцидентов и нежелательных событий.

