ПРИКАЗ 27.11.2023 N429 РБ МР ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРЕДЕЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ УДОВЛЕТВОРЯЮЩИХ УСЛОВИЯМ БЕЗОПАСНОЙ...

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

ПРИКАЗ
от 27 ноября 2023 г. N 429

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. N 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. N 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

Утверждено
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от 27 ноября 2023 г. N 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. N 511, зарегистрированным Минюстом России 18 декабря 2020 г., регистрационный N 61589.

2. Список сокращений и использованных источников приведен в приложениях N 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 N 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 N 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 N 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 принятии 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 N 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, приустьевого 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 N 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 N 9 к Руководству.

Таблица N 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, характеризуемых большой степенью опасности по величине межколонного давления (согласно рекомендациям, приведенным в приложении N 3 к Руководству), или при увеличении значений МКД в период закачки газа в хранилище рекомендуется предусматривать ежесуточный 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 N 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 N 4 к Руководству.

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

24. По результатам исследований рекомендуется проводить оценку риска аварии, связанной с МКД, как показано в приложении N 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 <= 0,15;

- уровень риска оценивается как умеренный и находится в области значений R <= 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 ПХГ.

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 $м^3$/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 N 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 27 ноября 2023 г. N 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 N 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 27 ноября 2023 г. N 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. N 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. N 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. N 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. N 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. N 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. N 1151-ст.

Приложение N 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 27 ноября 2023 г. N 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 N 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 N 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 N 1.

Таблица N 1. Степень опасности по величине
межколонного давления

Степень опасности	Код	Отличительный признак
Малая	1	$\frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} \le 0,3$, где $P_{МК}$ - величина межколонного давления; $[P_{МК}]$ - величина предельно допустимого давления для рассматриваемого межколонного пространства (приложение N 4)
Средняя	2	$0,3 < \frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} <= 0,7$
Большая	3	$0,7 < \frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} < 1,0$
Потенциально-опасное состояние	-	$\frac{P_{МК}}{[P_{МК}]} \ge 1$

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 N 2.

14. Допустимое объемное содержание сероводорода и давление, при котором исключены СКРН, определяются в соответствии с приложением N 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. N 534, зарегистрированным Минюстом России 29 декабря 2020 г., регистрационный N 61888.

Таблица N 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 N 3.

Таблица N 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	$0 < q_г <= 10$, $0 < q_ж <= 0,01$
Средняя	2	$10 < q_г <= 100$, $0,01 < q_ж <= 0,1$

Продолжение таблицы N 3

Степень опасности	Код	Отличительный признак
Большая	3	$100 < q_г <= 1000$, $0,1 < q_ж <= 1$
Потенциально-опасное состояние	-	Расход межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства более 1000 $м^3$/сут для газовой фазы или более 1 $м^3$/сут для жидкой фазы

Примечание. $q_г$ - расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства, $м^3$/сут; $q_ж$ - расход жидкой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства, $м^3$/сут.

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

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

где $k_{оп}$ - коэффициент опасности межколонного проявления;

δ_i - коэффициент значимости i-го показателя опасности;

a_i - значение кода i-го показателя опасности;

γ_i - нормирующий множитель для кода i-го показателя опасности.

Нормирующий множитель вычисляется по формуле:

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

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 N 4.

Таблица N 4. Коэффициенты значимости и нормирующие множители для показателей опасности

Показатель опасности	Степень опасности	Код (a_i)	γ_i	Коэффициент значимости (δ_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 N 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 N 5.

20. Степень уязвимости по показателю, характеризующему конструкцию скважины, рекомендуется определять в соответствии с признаками, указанными в таблице N 6.

Таблица N 5. Степень уязвимости в зависимости
от технического состояния межколонного пространства

Степень уязвимости	Код	Отличительный признак
Малая	1	Значения коэффициентов запаса прочности обсадных труб к эксплуатационным нагрузкам (с учетом МКД) превышают соответствующие рекомендуемые значения более чем в 1,2 раза $\frac{n'_1}{n_1} > 1{,}2$, где n'_1 - фактический коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления (в соответствии с Д.2.1 (приложение N 7), n'_1 - рекомендуемый коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление (определяется в соответствии с приложением N 11). $\frac{n'_2}{n_2} > 1{,}2$, где n'_2 - фактический коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление с учетом МКД, n_2 - рекомендуемый коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление. Значение величины утечки газа из МКП при опрессовке менее 10 $м^3$/сут $q_{ут}$ <= 10 $м^3$/сут, где $q_{ут}$ - величина утечки газа из МКП при опрессовке (определяется в соответствии с пунктом 23 приложения N 11 Руководства)
Средняя	2	Значения коэффициентов запаса прочности обсадных труб к эксплуатационным нагрузкам (с учетом МКД) превышают соответствующие рекомендуемые значения в 1,1 - 1,2 раза. $1{,}1 < \frac{n'_1}{n_1} \le 1{,}2$, $1{,}1 < \frac{n'_2}{n_2} \le 1{,}2$. Значение величины утечки газа из МКП при опрессовке от 10 до 70 $м^3$/сут 10 < $q_{ут}$ <= 70 $м^3$/сут

Продолжение таблицы N 5

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

Таблица N 6. Степень уязвимости в зависимости
от конструктивных особенностей скважины

Степень уязвимости	Код	Отличительный признак
Малая	1	$\frac{V_п}{V_{МКП}} \le 0,3$, где $V_п$ - пустотный объем межколонного пространства, м^3, $V_{мкп}$ - расчетный объем пространства между двумя обсадными колоннами, м^3. На скважине установлена стандартная колонная головка
Средняя	2	$0,3 < \frac{V_п}{V_{МКП}} \le 0,7$ На скважине установлен колонный фланец
Большая	3	$0,7 < \frac{V_п}{V_{МКП}} \le 1$ 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
Потенциально-опасное состояние	-	$\frac{V_п}{V_{МКП}} > 1$

21. Степень уязвимости, обусловленную уровнем развития системы мониторинга и контроля межколонных проявлений, рекомендуется определять в соответствии с таблицей N 7.

Таблица N 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 N 8.

Таблица N 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 N 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 (подтвержденных 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:

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

где k_y - коэффициент уязвимости межколонного пространства;

φ_i - коэффициент значимости i-го показателя уязвимости;

b_i - значение кода i-го показателя уязвимости;

λ_i - нормирующий множитель для кода i-го показателя уязвимости.

Нормирующий множитель определяется по формуле:

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

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 N 9.

Таблица N 9. Коэффициенты значимости и нормирующие множители
для показателей уязвимости

Показатель уязвимости	Степень опасности	Код, (b_i)	λ_i	Коэффициент значимости, (φ_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

$R = k_{оп} \cdot k_у$. (5)

25. Уровень риска можно оценить по величине коэффициента риска аварии в соответствии с данными таблицы N 10.

Таблица N 10. Уровень риска аварии скважин
с межколонными давлениями

Уровень риска	Коэффициент риска
Малый уровень риска	R <= 0,15
Умеренный уровень риска	0,15 < R <= 0,3
Большой уровень риска	0,3 < R <= 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 N 6 и N 7 к Руководству.

Ранжирование скважин с межколонными проявлениями по уровню риска

27. В области значений R <= 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 <= 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 <= 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 N 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 2023 г. N 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 $[P^{В}_{МК}]$;

- предельно допустимого наружного давления для обсадной колонны меньшего диаметра $[P^{Н}_{МК}]$;

- предельно допустимого межколонного давления, ограниченного давлением гидроразрыва горных пород, расположенных ниже башмака внешней обсадной колонны $[P^{ГП}_{МК}]$.

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 $[P^{В}_{МК}]$ обсадной колонны большего диаметра определяется по формуле:

$$[P^{В}_{МК}] = \frac{P'_{т}}{n_2}, \quad (1)$$

где $P'_{т}$ - 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 $P'_{т}$ 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 N 1.

Таблица N 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. Использованы данные о номинальных прочностных характеристиках труб обсадной колонны
Коэффициент n_2 для колонны диаметром <= 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 $[P^{H}_{МК}]$ для обсадной колонны меньшего диаметра определяется по формуле:

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

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 N 2.

При оценке безопасности скважин с МКД, скважин, завершенных бурением, используются максимальные значения коэффициента запаса прочности на наружное избыточное давление n_1, приведенные в таблице N 2.

Таблица N 2. Коэффициенты запаса прочности на наружное избыточное давление

Исходная информация для расчета прочностных характеристик колонны	Данные ГИС технического состояния получены при прямом обследовали 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. Использованы 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 уравновешиваться 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:

$$[P^{Н}_{МК}] = \frac{P'_{кр}}{n_1} + P_{ЗТП} - 10^{-6} \cdot \gamma_{жз} \cdot g \cdot z \text{ , (3)}$$

где $P_{ЗТП}$ - затрубное давление, Мпа;

$\gamma_{жз}$ - плотность жидкости затворения цементного раствора, кг/м^3;

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

z - глубина интервала эксплуатационной колонны для которого рассчитывается давление, м.

Рекомендуется расчеты проводить для нижнего интервала колонны, работающего при максимальной нагрузке и для интервала колонны, обладающего наименьшей несущей способностью. В качестве предельно допустимой величины межколонного давления принимается наименьшее из полученных значений.

1.7. Величина предельно допустимого межколонного давления для условия недопущения миграции межколонного флюида в горные породы $[P^{ГП}_{МК}]$ для случая, когда межколонный флюид содержит жидкую фазу, определяется по формуле:

$$[P^{ГП}_{МК}] = P_{ГП} - 10^{-6} \cdot \gamma_{Ф} \cdot g \cdot h \text{ , (4)}$$

где $P_{ГП}$ - наименьшее значение давления гидроразрыва горных пород ниже в интервале заколонного пространства (определяется по материалам строительства скважины), Мпа;

$\gamma_{ф}$ - плотность межколонного флюида, кг/м^3;

h - глубина залегания кровли пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва пород, м.

В случае, когда межколонный флюид представлен только газовой фазой $[P_{МК}^{ГП}]$ определяется по формуле:

$$[P_{МК}^{ГП}] = 0{,}9 \cdot P_{ГП} \quad (5)$$

Рекомендуемый пример расчета:

1. Исходные данные.

Краткая характеристика скважины:

Скважина N __ начата бурением 05.11.2006.

Окончена 19.02.2007, введена в эксплуатацию 19.02.2007.

Категория скважины: эксплуатационная.

Дата первичного обнаружения межколонного давления: 17.04.2019.

2. Параметры межколонного проявления на дату первичного обнаружения (за 24 часа): $P_{168x245}$ = 1,73 МПа, расход газовой фазы на 17 апреля 2019 г. $Q_{168x245}$ = 9,888 м^3/сут.

3. Конструкция скважины:

Таблицах N 3. Конструкция скважины

Колонна	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента за колонной, м	Интервал	Диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм
Направление	40,2	До устья	0 - 40,2	426	11
Кондуктор	343,7	До устья	0 - 343,7	324	9,5
Техническая	1154,9	До устья	0 - 1154,9	245	8,9
Эксплуатационная	1299	До устья	0 - 1299	168	8,9
Тип и шифр колонной обвязки			ОКК-1-21-168х245 К1		
Интервал установки забойного пакера, м			-		

Рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное наружное давление для 168-мм колонны n_1 = 1,5.

Рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное внутреннее давление для 245-мм колонны n_2 = 2,2

Минимальное давление гидроразрыва принято для пласта X на глубине 1140 м в соответствии с эмпирической формулой:

$P_{разр} = 10^{-2} * H * K$,

где H - глубина, м; K = 1,5 - 2; $P_{ГП}$ = 19,4 Мпа.

Для МКП$_1$ (168 х 245):

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из номинальных

прочностных характеристик 245-мм колонны

$P_{мк} = P'_{т} / n_2 = 35,1 / 2,2 = 15,9$ Мпа.

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из номинальных прочностных характеристик 168-мм колонны

$$P_{мк} = P'_{кр}/n_1 + P_{зтп} - 10^{-6} \cdot \gamma_{жз} \cdot g \cdot L = 34,4 / 1,5 + 13,4 - 11,2 = 25,1 \text{ Мпа},$$

где $\gamma_{жз}$ - плотность жидкости затворения цементного раствора, 1000 кг/м^3;

g - ускорение свободного падения, 9,8 м/с^2;

L - глубина интервала эксплуатационной колонны, для которого рассчитывается давление, 1140,0 м.

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из давления гидроразрыва пород башмака 245-мм колонны

$P^{гп}_{мк} = 0,9 \cdot 19,4 = 17,5$ Мпа.

Величина предельно допустимого межколонного давления для МКП$_1$ [$P_{мк}$] = 15,9 Мпа.

Приложение N 5
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 2023 г. N 429

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ФОРМА
ОФОРМЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА РИСКА ОТКАЗА НА СКВАЖИНЕ С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

Заключение
по результатам анализа риска отказа на скважине N ___
_____ ОПО ПХГ,
(наименование)

имеющей межколонные давления

"__" _____ 20__ г.

1. Причина и цель проведения анализа риска

Анализ проводится для оценки риска отказа на скважине после первичного обнаружения межколонных давлений (вследствие иных обстоятельств (указать каких).

Целью анализа риска является уточнение информации об основных опасностях и угрозах, провоцируемых межколонными проявлениями на скважине N ____ _____ ОПО ПХГ, обоснование возможности (невозможности) дальнейшей эксплуатации скважины, разработка организационно-технических решений по обеспечению безопасной эксплуатации скважины.

Оценка риска проведена в соответствии с Руководством по безопасности "Определение предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа".

2. Исходные данные

2.1. Краткая характеристика скважины.

Скважина N ____ начата бурением "__" _____ ____ г.,

Окончена "__" ____ ____ г., введена в эксплуатацию "__" ____ ____ г.

Категория скважины: _____

Дата первичного обнаружения межколонного давления: _____

Параметры межколонного проявления на дату первичного обнаружения: _____ (при наличии документированных материалов рекомендуется приложить их к настоящему заключению).

2.2. Конструкция скважины.

Таблица N 1. Конструкция скважины

Колонна	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента за колонной, м	Интервал	Диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм
Направление					
Кондуктор					
I промежуточная					
II промежуточная					
Эксплуатационная					
Тип и шифр колонной обвязки					
Интервал установки забойного пакера, м					

3. Результаты гидрогазодинамических исследований и технического диагностирования скважины

Результаты исследования скважины с МКД приведены в приложении N 1.

Результаты технического диагностирования скважины приведены в приложении N 2.

Величина предельно допустимого межколонного давления для МКП 1 определена на основании (указывается источник информации).

Рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное наружное давление n_1 = ____.

Рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное внутреннее давление n_2 = ____.

Минимальное давление гидроразрыва принято для пласта ____ на глубине ____ м в соответствии с проектом на бурение скважины (на основании иных данных). $P_{гп}$ = ____ МПа.

Величина предельно допустимого межколонного давления для МКП 1 $[P_{МК}]$ = ____ МПа.

Значения коэффициентов и величин давления указываются для каждого межколонного пространства вне зависимости от наличия в них межколонных давлений.

4. Степень опасности межколонных проявлений

Таблица N 2. Определение коэффициента степени опасности МКД

МКП	Показатель опасности	Выявленный признак			Степень опасности
$МКП_1$	Величина межколонного давления	$P_{мк}$, МПа	$[P_{мк}]$, МПа	$P_{мк}$ / $[P_{мк}]$	
	Степень коррозионной агрессивности межколонного флюида	Приводятся сведения о составе межколонного флюида с указанием содержания и парциального давления H_2S и CO_2, влажности газа, степени обводненности углеводородной жидкой фазы, минерализации и pH воды, наличии механических примесей			
	Энергоемкостная характеристика источника МКД	Расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из МКП, $м^3$/сут		Расход жидкой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из МКП, $м^3$/сут	

Продолжение таблицы N 2

МКП	Показатель опасности	Выявленный признак			Степень опасности
$МКП_2$	Величина межколонного давления	$P_{мк}$, МПа	$[P_{мк}]$, МПа	$P_{мк}$ / $[P_{мк}]$	
	Степень коррозионной агрессивности межколонного флюида				
	Энергоемкостная характеристика источника МКД	Расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из МКП, $м^3$/сут		Расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из МКП, $м^3$/сут	

Коэффициент опасности МКД в МКП $k_{оп}^{1}$ = _____.

Коэффициент опасности МКД в МКП $k_{оп}^{2}$ = _____.

5. Степень уязвимости скважины и объектов окружающей среды

Таблица N 3. Определение коэффициента уязвимости МКП

МКП	Показатель уязвимости	Выявленный признак					Степень уязвимости
$МКП_1$	Техническое состояние МКП	Колонны, образующие МКП	Информация для расчета прочностных параметров		Фактический n'	Q утечки газа при опрессовке, $м^3$/сут	
		Меньшего диаметра			n'_1 = ____		
		Большего диаметра			n'_2 = ____		
	Особенности конструкции скважины	$V_п$, $м^3$	$V_{МКП}$, $м^3$	$V_п$ / $V_{МКП}$	Устьевая обвязка		
$МКП_2$	Техническое состояние МКП	Колонны, образующие МКП	Информация для расчета прочностных параметров		Фактический n'	Q утечки газа при опрессовке, $м^3$/сут	
		Меньшего диаметра			n'_1 = ____		
		Большего диаметра			n'_2 = ____		
	Особенности конструкции скважины	$V_п$, $м^3$	$V_{МКП}$, $м^3$	$V_п$ / $V_{МКП}$	Устьевая обвязка		

Продолжение таблицы N 3

МКП	Показатель уязвимости	Выявленный признак			Степень уязвимости
$МКП_1$, $МКП_2$	Уровень развития системы мониторинга и контроля за МКД	Периодичность контроля, сут	Наличие ограничений по доступу к скважине	Продолжительность ограниченного доступа, сут	
$МКП_1$, $МКП_2$	Особенности объектов, восприимчивых к факторам опасности МКД	Расстояние до ближайших промышленных объектов, исключая скважины	Расстояние до ближайших жилых объектов	Статус территории	

Коэффициент уязвимости для МКП $k_{1\ у}$ = ____.

Коэффициент уязвимости для МКП $k_{2у}$ = ____.

6. Уровень риска отказа на скважине с МКД

Таблица N 4. Определение уровня риска отказа на скважине

МКП	Коэффициент опасности	Коэффициент уязвимости	Показатель риска	Уровень риска МКП	Уровень риска на скважине с МКД
$МКП_1$					
$МКП_2$					

Признаки потенциально-опасного состояния отсутствуют (скважина имеет следующие признаки потенциально-опасного состояния _____).

Заключение

Приводятся сведения об уровне риска аварии на скважины в соответствии с пунктом 27 Приложения N 3 и указываются конкретные организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации скважины. Решения по конкретным мероприятиям и видам ремонтных работ принимаются в установленном в эксплуатирующей организации порядке.

Подписи

_____ _____ _____
(должность, организация) (подпись) (расшифровка подписи)

_____ _____ _____
(должность, организация) (подпись) (расшифровка подписи)

Приложения:
Приложение N 1 "Результаты исследования скважины с МКД".
Приложение N 2 "Результаты технического диагностирования скважины".
В качестве приложений также можно представлять иные дополнительные материалы, рассмотренные в ходе анализа безопасности (графики, результаты анализов, фотографии, схемы).

Подписи лиц, выполнявших анализ риска: _____

Приложение N 6
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 2023 г. N 429

ПРИМЕР
ИНТЕГРАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ РИСКА ОТКАЗА НА СКВАЖИНЕ
С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

1. Конструкция скважины

Таблица N 1. Конструкция скважины

Колонна	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента за колонной, м	Интервал	Диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм
Направление	5,0				
Кондуктор	394,0	до устья	0 - 394,0	323,9	11,00
I промежуточная	1045,1	297 от устья	0 - 1045,1	244,5	10,03
II промежуточная	-	-		-	-
Эксплуатационная	2101,2	до устья	0 - 2101,2	168,3	8,9
Тип и шифр колонной обвязки			ОКК2-21-168x245x324		
Интервал установки забойного пакера, м			2075,1		

2. Исследование скважины с МКД

На момент начала исследований скважина находилась в эксплуатации (отбор газа).

Замер давления осуществлялся с помощью электронного устьевого манометра-термометра УМТ 01-25. Расход газа определялся с помощью бытового газового счетчика G-6 (предел измерений 0,06 - 10 $м^3$/час).

В ходе проведения исследований отобраны пробы флюидов из затрубного и межколонных пространств. Пробы флюидов из ЗТП и $МКП_{168x245}$ отобраны в металлические контейнеры, проба газа из $МКП_{245x324}$ отобрана в стеклянную бутылку методом замещения. При опрессовке межколонных пространств использовался азот.

2.1. Результаты исследования скважины с МКД

Таблица N 2. Результаты исследования скважины с МКД

Показатель	$МКП_{168x245}$	$МКП_{245x324}$
Результаты визуального осмотра	Явных пропусков газа по элементам устьевой обвязки, запорной и контрольной арматуре не обнаружено. Запорная и контрольная арматура МКП находится в исправном состоянии. Грифонов вокруг устья скважины не выявлено	
Признаки потенциально-опасного состояния	отсутствуют	
Трубное давление, МПа	14,20	
Затрубное давление, МПа	0,2	
Межколонное давление, МПа	3,20	0,17
Тип межколонного флюида	газ	газ
Расход флюида из МКП при установившемся режиме стравливания, $м^3$/сут	14,4	~ 0,0
Время восстановления межколонного давления, ч	17	112
Определение пустотного объема межколонного пространства		
Избыточное давление в МКП на начало стравливания, P_1, МПа	4,15	1,17
Коэффициент сверхсжимаемости газа (азота), z_1	0,98	0,99
Избыточное давление в МКП на конец стравливания, P_2, МПа	3,70	1,05
Коэффициент сверхсжимаемости газа (азота), z_2	0,98	0,99
Объем газа, выпущенного из межколонного пространства, $V_г$, $м^3$	0,75	1,6
Пустотный объем межколонного пространства, $V_п$ $м^3$	0,17	1,36
Величина утечки газообразного испытательного флюида		
Давление опрессовки при определении герметичности межколонного пространства, $P_{опр}$ МПа	4,20	1,17
Коэффициент сверхсжимаемости газа (азота), $z_{опр}$	0,98	0,99
Давление стабилизации давления в	4,15	1,16

межколонном пространстве, $P_{ст}$, МПа		
Коэффициент сверхсжимаемости газа (азота), $Z_{ст}$	0,98	0,99
Время выдержки до стабилизации давления в межколонном пространстве, $t_{ст}$, мин	25	20

Продолжение таблицы N 2

Показатель	МКП168х245	МКП245х324
Расчетная величина утечки газообразного испытательного флюида, $q_{ут}$, $м^3$/сут	4,8	9,5
Примечания (указываются существенные диагностические признаки, проявившиеся в течение исследований: появление или изменение интенсивности грифонов, реакция смежных МКП на изменение давления, течи, пропуски газа по элементам устьевой обвязки и т.п.)	При опрессовках межколонных пространств пропусков по соединениям устьевой обвязки и арматуре не отмечено. Реакции на изменение давления в смежном МКП не отмечено	

Пустотный объем определен по формуле (1) (приложение N 4)

МКП$_{168х245}$: $$V_п = \frac{0,103 \cdot 0,75}{\frac{4,15}{0,98} - \frac{3,70}{0,98}} = 0,17\ м^3;$$

МКП$_{245х324}$: $$V_п = \frac{0,103 \cdot 1,6}{\frac{1,17}{0,99} - \frac{1,05}{0,99}} = 1,36\ м^3.$$

Величина утечки испытательного флюида определена по формуле (2) (приложение N 4)

МКП$_{168х245}$: $$q_{ут} = \frac{1,44 \cdot 10^3 \cdot 0,17 \cdot 4,2}{0,103 \cdot 25} \cdot (-\ln \frac{4,15 \cdot 0,98}{4,2 \cdot 0,98}) = 4,8\ м^3/сут;$$

МКП$_{245х324}$: $$q_{ут} = \frac{1,44 \cdot 10^3 \cdot 1,36 \cdot 0,17}{0,103 \cdot 20} \cdot (-\ln \frac{1,16 \cdot 0,99}{1,17 \cdot 0,99}) = 9,5\ м^3/сут.$$

3. Результаты технического диагностирования скважины

Технического диагностирования обсадных колонн не проводилось. При бурении скважины проводилось техническое диагностирование эксплуатационной колонны.

Величина предельно допустимого межколонного давления для МКП$_{168х245}$ определена на основании результатов технического диагностирования эксплуатационной колонны при бурении и номинальных прочностных характеристик промежуточной колонны. В соответствии с таблицей N 2 (приложение N 4) рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное наружное давление для 168-мм колонны n_1 = 1,1.

В соответствии с таблицей N 1 (приложение N 4) рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное внутреннее давление для 245-мм колонны n_2 = 2,2.

Минимальное давление гидроразрыва принято для пласта XXX на глубине 1060 м в соответствии с проектом на бурение скважины $P_{ГП}$ = 17 МПа.

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из прочностных характеристик 245-мм колонны, согласно формуле (1) (приложение N 12) равна

$$[P^{В}_{МК}] = \frac{27,2}{2,2} = 12,36 \text{ Мпа}.$$

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из прочностных характеристик 168-мм колонны, в соответствии с формулой (2) (приложение N 12) равна

$$[P^{Н}_{МК}] = \frac{26,9}{1,1} = 24,45 \text{ Мпа}.$$

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из давления гидроразрыва пород у башмака 245-мм колонны, в соответствии с формулой (5) (приложение N 4) равна

$$[P^{ГП}_{МК}] = 0,9 \cdot 17 = 15,3 \text{ Мпа}.$$

Отсюда величина предельно допустимого межколонного давления для $МКП_{168x245}$ [$P_{МК}$] = 12,36 МПа.

Фактический коэффициент запаса прочности эксплуатационной колонны на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления, определенный по формуле (1) (приложение N 12), равен

$$n'_1 = \frac{26,9}{3,2} = 8,4.$$

Фактический коэффициент запаса прочности 245-мм колонны на внутреннее избыточное давление с учетом межколонного давления, определенный по формуле (2) (приложение N 12), равен

$$n'_2 = \frac{27,2}{3,2} = 8,5.$$

Величина предельно допустимого межколонного давления для $МКП_{245x324}$ определена на основании номинальных прочностных характеристик промежуточной колонны и кондуктора. В соответствии с таблицей N 2 (приложение N 6) рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное наружное давление для 245-мм колонны n_1 = 1,5.

В соответствии с таблицей N 1 (приложение N 4) рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное внутреннее давление для 324-мм колонны n_2 = 2,2.

Минимальное давление гидроразрыва принято для пласта XXX на глубине 410 м в соответствии с проектом на бурение скважины $P_{ГП}$ = 4,8 МПа.

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из прочностных характеристик 324-мм колонны, в соответствии с формулой (1) (приложение N 4) равна

$$[P^{В}_{МК}] = \frac{22,5}{2,2} = 10,22 \text{ Мпа}.$$

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из прочностных характеристик 245-мм колонны, в соответствии с формулой (2) (приложение N 4) равна

$$[P^{Н}_{МК}] = \frac{16,2}{1,5} = 10,8 \text{ МПа}.$$

Предельно допустимая величина межколонного давления, рассчитанная исходя из давления гидроразрыва пород у башмака 324-мм колонны, в соответствии с формулой (5) (приложение N 4) равна

$$[P^{ГП}_{МК}] = 0,9 \cdot 4,8 = 4,32 \text{ МПа}.$$

Отсюда величина предельно допустимого межколонного давления для $МКП_{245x324}$ равна

$$[P_{МК}] = 4,32 \text{ МПа}.$$

Фактический коэффициент запаса прочности 245-мм колонны на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления, определенный по формуле (1) (приложение N 12), равен

$$n'_1 = \frac{22,5}{0,17} = 132.$$

Фактический коэффициент запаса прочности 324-мм колонны на внутреннее избыточное давление с учетом межколонного давления, определенный по формуле (2) (приложение N 12), равен

$$n'_2 = \frac{16,2}{0,17} = 95.$$

4. Оценка степени опасности межколонных проявлений

Таблица N 3. Определение коэффициента степени опасности МКД

<table>
<tr><th>МКП</th><th>Показатель опасности</th><th colspan="3">Выявленный признак</th><th>Степень опасности</th></tr>
<tr><td rowspan="5">$МКП_{168x245}$</td><td rowspan="2">Величина межколонного давления</td><td>$P_{МК}$, МПа</td><td>$[P_{МК}]$, МПа</td><td>$P_{МК}$ / $[P_{МК}]$</td><td rowspan="2">Малая</td></tr>
<tr><td>3,20</td><td>12,36</td><td>0,26</td></tr>
<tr><td>Степень коррозионной агрессивности межколонного флюида</td><td colspan="3">Межколонный флюид представлен сухим углеводородным газом. Сероводород и механические примеси отсутствуют.</td><td>Отсутствует</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Энергоемкостная характеристика источника МКД</td><td colspan="2">Расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства, м³/сут</td><td colspan="2">Расход жидкой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства, м³/сут</td><td rowspan="2">Средняя</td></tr>
<tr><td colspan="2">14,4</td><td colspan="2">-</td></tr>
</table>

Продолжение таблицы N 3

<table>
<tr><th>МКП</th><th>Показатель опасности</th><th colspan="3">Выявленный признак</th><th>Степень опасности</th></tr>
<tr><td rowspan="4">$МКП_{245x324}$</td><td rowspan="2">Величина межколонного давления</td><td>$P_{МК}$, МПа</td><td>[$P_{МК}$], МПа</td><td>$P_{МК}$ / [$P_{МК}$]</td><td rowspan="2">Малая</td></tr>
<tr><td>0,17</td><td>4,32</td><td>0,04</td></tr>
<tr><td>Степень коррозионной агрессивности межколонного флюида</td><td colspan="3">Межколонный флюид представлен сухим углеводородным газом. Сероводород и механические примеси отсутствуют.</td><td>Отсутствует</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Энергоемкостная характеристика источника МКД</td><td colspan="2">Расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства, $м^3$/сут</td><td colspan="2">Расход жидкой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из межколонного пространства, $м^3$/сут</td><td rowspan="2">Отсутствует</td></tr>
<tr><td colspan="2">0</td><td colspan="2">-</td></tr>
</table>

Отсюда коэффициент опасности МКД в $МКП_{168x245}$ равен

$k_{оп} = 0,4 \cdot 1 \cdot 0,111 + 0,2 \cdot 0 \cdot 0 + 0,4 \cdot 2 \cdot 0,222 = 0,2220.$

Коэффициент опасности МКД в $МКП_{245x324}$ равен

$k_{оп} = 0,3 \cdot 1 \cdot 0,111 + 0,3 \cdot 0 \cdot 0 + 0,4 \cdot 0 \cdot 0 = 0,0333.$

5. Оценка степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды

Таблица N 4. Определение коэффициента уязвимости МКП

<table>
<tr><th>МКП</th><th>Показатель уязвимости</th><th colspan="4">Выявленный признак</th><th>Степень уязвимости</th></tr>
<tr><td rowspan="6">$МКП_{168x245}$</td><td rowspan="3">Техническое состояние МКП</td><td>Колонны, образующие МКП</td><td colspan="2">Информация для расчета прочностных параметров</td><td>Фактический n'</td><td>Q утечки газа при опрессовке, $м^3$/сут</td><td rowspan="3">Малая</td></tr>
<tr><td>168 мм</td><td colspan="2">Данные ГИС при бурении скважины</td><td>n'_1 = 8,4</td><td rowspan="2">4,8</td></tr>
<tr><td>245 мм</td><td colspan="2">Данные о номинальных прочностных характеристиках</td><td>n'_2 = 8,5</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Особенности конструкции скважины</td><td>$V_п$, $м^3$</td><td>$V_{МКП}$, $м^3$</td><td>$V_п$ / $V_{МКП}$</td><td colspan="2">Устьевая обвязка</td><td rowspan="2">Малая</td></tr>
<tr><td>0,17</td><td>17,77</td><td>0,009</td><td colspan="2">стандартная</td></tr>
<tr><td rowspan="6">$МКП_{245x324}$</td><td rowspan="3">Техническое состояние МКП</td><td>Колонны, образующие МКП</td><td colspan="2">Информация для расчета прочностных параметров</td><td>Фактический n'</td><td>Q утечки газа при опрессовке, $м^3$/сут</td><td rowspan="3">Малая</td></tr>
<tr><td>245 мм</td><td colspan="2" rowspan="2">Данные о номинальных прочностных характеристиках</td><td>n'_1 = 132</td><td rowspan="2">9,5</td></tr>
<tr><td>324 мм</td><td>n'_2 = 95</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Особенности конструкции скважины</td><td>$V_п$, $м^3$</td><td>$V_{МКП}$, $м^3$</td><td>$V_п$ / $V_{МКП}$</td><td colspan="2">Устьевая обвязка</td><td rowspan="2">Малая</td></tr>
<tr><td>1,36</td><td>8,90</td><td>0,15</td><td colspan="2">Стандартная</td></tr>
<tr><td rowspan="2">$МКП_{168x245}$, $МКП_{245x324}$</td><td rowspan="2">Уровень развития системы мониторинга и контроля за МКД</td><td>Периодичность контроля, сут</td><td colspan="2">Наличие ограничений по доступу к скважине</td><td colspan="2">Продолжительность ограниченного доступа, сут</td><td rowspan="2">Средняя</td></tr>
<tr><td>1 раз месяц</td><td colspan="2">нет</td><td colspan="2">нет</td></tr>
<tr><td rowspan="2">$МКП_{168x245}$, $МКП_{245x324}$</td><td rowspan="2">Особенности объектов, восприимчивых к факторам опасности МКД</td><td>Расстояние до ближайших промышленных объектов, исключая скважины</td><td colspan="2">Расстояние до ближайших жилых объектов</td><td colspan="2">Статус территории</td><td rowspan="2">Большая</td></tr>
<tr><td>400 м</td><td colspan="2">Более 5 км</td><td colspan="2">Территория имеет статус природоохранной</td></tr>
</table>

Отсюда коэффициент уязвимости для $МКП_{168x245}$ равен

$k_у = 0,3 \cdot 1 \cdot 0,111 + 0,2 \cdot 1 \cdot 0,111 + 0,3 \cdot 2 \cdot 0,222 + 0,2 \cdot 3 \cdot 0,333 = 0,3885$.

Коэффициент уязвимости для $МКП_{245x324}$ равен

$k_у = 0,3 \cdot 1 \cdot 0,111 + 0,2 \cdot 1 \cdot 0,111 + 0,3 \cdot 2 \cdot 0,222 + 0,2 \cdot 3 \cdot 0,333 = 0,3885$.

6. Уровень риска на скважине с межколонными давлениями

Таблица N 5. Определение уровня риска аварии на скважине

МКП	Коэффициент опасности	Коэффициент уязвимости	Показатель риска	Уровень риска МКП	Уровень риска на скважине с МКД
$МКП_{168x245}$	0,2220	0,3885	0,0862	малый	малый
$МКП_{245x324}$	0,0333	0,3885	0,0129	малый	

Заключение

Уровень риска отказа на скважине оценивается как малый. Значения критериев риска не превышают предельно допустимых для работоспособного состояния скважины. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна без проведения каких-либо дополнительных технических и организационных мероприятий по снижению уровня риска при обеспечении контроля за межколонными давлениями.

Приложение N 7
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 2023 г. N 429

ПРИМЕР
АНАЛИЗА РИСКА ОТКАЗА НА СКВАЖИНЕ С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

Заключение
по результатам анализа риска отказа на скважине N XX XXXX
ПХГ, имеющей межколонные давления
"__" _____ 20__ г.

1. Причина и цель проведения анализа риска

Анализ проводится для оценки риска отказа на скважине после первичного обнаружения межколонных давлений. На момент начала обнаружения МКД скважина находилась в эксплуатации (отбор газа).

Целью анализа риска является уточнение информации об основных опасностях и угрозах, провоцируемых межколонными проявлениями на скважине N XX XXXX ПХГ, обоснование возможности (невозможности) дальнейшей эксплуатации скважины, разработка организационно-технических решений по обеспечению безопасной эксплуатации скважины.

Оценка риска проведена в соответствии с Руководством по безопасности "Определение предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин ПХГ".

2. Исходные данные

2.1. Краткая характеристика скважины.

Скважина N ____ _____ ОПО ПХГ начата бурением "____" _____,

Окончена "__" _____ ____ г., введена в эксплуатацию "__" _____ ____.

Категория скважины: эксплуатационная.

Дата первичного обнаружения межколонного давления: _____

Параметры межколонного проявления на дату первичного обнаружения: $МКП_{168x245}$ = 3,35 МПа, $МКП_{245x324}$ = 2,36 МПа, тип межколонного флюида - газ.

2.2. Конструкция скважины.

Таблица N 1. Конструкция скважины

Колонна	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента за колонной, м	Интервал	Диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм
Направление	40,2	До устья	0 - 40,2	426	11
Кондуктор	343,7	До устья	0 - 343,7	324	9,5
Техническая	1154,9	До устья	0 - 1154,9	245	8,9
Эксплуатационная	1299	До устья	0 - 1299	168	8,9
Тип и шифр колонной обвязки			ОКК-1-21-168х245 К1		
Интервал установки забойного пакера, м			-		

3. Результаты гидрогазодинамических исследований и технического диагностирования скважины

Результаты исследования скважины с МКД приведены в приложении N 1.

Результаты технического диагностирования скважины приведены в приложении N 2.

Величина предельно допустимого межколонного давления для МКП$_1$, МКП$_2$ определена на основании номинальных прочностных характеристик обсадных колонн.

Рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное наружное давление для 168-мм колонны n_1 = 1,5.

Рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное внутреннее давление для 245-мм колонны n_2 = 2,2.

Минимальное давление гидроразрыва принято для пласта $€_1 str3-2$ на глубине 1140 м в соответствии с эмпирической формулой

$P_{разр} = 10^{-2} * H * K$,

где H - глубина, м;

K = 1,5 - 2;

$P_{гп}$ = 19,4 МПа.

Величина предельно допустимого межколонного давления для МКП$_1$ [$P_{мк1}$] = 15,9 МПа, для МКП$_2$ [$P_{мк2}$] = 4,8 МПа.

Минимальное давление гидроразрыва принято для пласта X на глубине 1140 м в соответствии с эмпирической формулой:

$P_{разр} = 10^{-2} * H * K$;

где H - глубина, м;

K = 1,5 - 2;

$P_{гп}$ = 19,4 МПа.

Величина предельно допустимого межколонного давления для МКП$_1$ [$P_{мк1}$] = 15,9 МПа, для МКП$_2$ [$P_{мк2}$] = 4,8 МПа.

Таблица N 2. Определение коэффициента степени опасности МКД

МКП	Показатель опасности	Выявленный признак			Степень опасности
$МКП_1$	Величина межколонного давления	$P_{мк}$, МПа	$[P_{мк}]$, МПа	$P_{мк}/[P_{мк}]$, МПа	средняя
		6,6	15,9	0,4	
	Степень коррозионной агрессивности межколонного флюида	Состав газа согласно справке N 323, коррозионно-агрессивные компоненты отсутствуют.			Отсутствует
	Энергоемкостная характеристика источника МКД	Расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из МКП, $м^3$/сут	Расход жидкой фазы межколонного флюида при установившееся режиме стравливания из МКП, $м^3$/сут		малая
		0,768	-		

Продолжение таблицы N 2

МКП	Показатель опасности	Выявленный признак			Степень опасности
$МКП_2$	Величина межколонного давления	$P_{мк}$, МПа	[Рмк], МПа	$P_{мк}/[P_{мк}]$, МПа	Потенциально опасное
		4,1	4,8	0,9	
	Степень коррозионной агрессивности межколонного флюида	Состав газа согласно справке N 318, коррозионно-агрессивные компоненты отсутствуют.			отсутствует
	Энергоемкостная характеристика источника МКД	Расход газовой фазы межколонного флюида при установившемся режиме стравливания из МКП, $м^3$/сут	Расход жидкой фазы межколонного флюида при установившееся режиме стравливания из МКП, $м^3$/сут		отсутствует
		0	-		

Коэффициент опасности МКД в $МКП_1$ $k_{оп1}$ = 0,22.

Коэффициент опасности МКД в $МКП_2$ $k_{оп2}$ = 0,40.

5. Степень уязвимости скважины и объектов окружающей среды

Таблица N 3. Определение коэффициента уязвимости МКП

МКП	Показатель уязвимости	Выявленный признак					Степень уязвимости
$МКП_{168x245}$	Техническое состояние МКП	Колонны, образующие МКП	Информация для расчета прочностных параметров		Фактический n'	Q утечки газа при опрессовке, $м^3$/сут	Средняя
		168 мм	Данные номинальных прочностных характеристик		$n'_1 = 5,2$	66	
		245 мм			$n'_2 = 5,3$		
	Особенности конструкции скважины	$V_п$, $м^3$	$V_{МКП}$, $м^3$	$V_п/V_{МКП}$	Устьевая обвязка		Малая
		0,247	20,948	0,01	стандартная		
$МКП_{245x324}$	Техническое состояние МКП	Колонны, образующие МКП	Информация для расчета прочностных параметров		Фактический n'	Q утечки газа при опрессовке, $м^3$/сут	Средняя
		245 мм	Данные о номинальных прочностных характеристиках		$n'_1 = 3,4$	37	
		324 мм			$n'_2 = 4,8$		
	Особенности конструкции скважины	$V_п$, $м^3$	$V_{МКП}$, $м^3$	$V_п/V_М$	Устьевая обвязка		Большая
		0,190	8,519	0,02	Нестандартная		

Продолжение таблицы N 3

МКП	Показатель уязвимости	Выявленный признак			Показатель уязвимости
$МКП_{168x245}$, $МКП_{245x324}$	Уровень развития, системы мониторинга и контроля за МКД	Периодичность контроля, сут	Наличие ограничений по доступу к скважине	Продолжительность ограниченного доступа, сут	Средняя
		1 раз месяц	нет	нет	
$МКП_{168x245}$, $МКП_{245x324}$	Особенности объектов, восприимчивых к факторам опасности МКД	Расстояние до ближайших промышленных объектов	Расстояние до ближайших жилых объектов	Статус территории	Средняя
		1050 м	900 м	Земли сельхозназначения	

Коэффициент уязвимости для МКП$_1$ $k_у$ = 0,37.

Коэффициент уязвимости для МКП$_2$ $k_у$ = 0,56.

6. Уровень риска отказа на скважине с МКД

Таблица N 4. Определение уровня риска аварии на скважине

МКП	Коэффициент опасности	Коэффициент уязвимости	Показатель риска	Уровень риска МКП	Уровень риска на скважине с МКД
МКП$_1$	0,22	0,37	0,08	Малый уровень риска	Умеренный уровень риска
МКП$_2$	0,40	0,56	0,22	Умеренный уровень риска	

Признаки потенциально опасного состояния отсутствуют.

Заключение

В области значений 0,15 < R < 0,3 уровень риска оценивается как умеренный. Имеются те или иные 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, обусловливающих максимальные значения показателей опасности и уязвимости.

Подписи

_____	_____	_____
(должность, организация)	(подпись)	(расшифровка подписи)
_____	_____	_____
(должность, организация)	(подпись)	(расшифровка подписи)

Приложения:

Приложение N 1 "Результаты исследования скважины N __ __ ОПО ПХГ с МКД".

Приложение N 2 "Результаты технического диагностирования скважины N __ __ ОПО ПХГ".

Подписи лиц, выполнявших анализ риска: _____

Приложение N 8
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 2023 г. N 429

ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ
ВОЗНИКНОВЕНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ И СВЯЗАННЫЕ С НИМИ РИСКИ

1. Межколонные давления могут возникать на любом из этапов существования скважины: в процессе бурения, эксплуатации, а также в законсервированной или ликвидированной скважине.

2. Условиями возникновения и фиксации давления в межколонном пространстве скважины могут являться:

- наличие источника давления;

- наличие гидродинамической связи источника с устьем скважины.

3. Основными причинами появления МКД могут являться:

- негерметичность устьевого оборудования;

- негерметичность резьбовых соединений обсадных колонн и муфт ступенчатого цементирования;

- негерметичность цементного кольца за эксплуатационной, технической колоннами или кондуктором.

3.1. Основными причинами негерметичности устьевого оборудования могут являться:

- несоосность обсадных колонн;

- некачественная подготовка среза и поверхности верхней обсадной трубы;

- неравномерность затяжки уплотнительных элементов по окружности при монтаже колонных головок и их элементов;

- разрушение уплотнений устьевого оборудования при монтаже и эксплуатации.

3.2. Негерметичность резьбовых соединений может быть обусловлена:

- применением обсадных труб, резьбовые соединения которых и уплотнительные средства не обеспечивают герметичности по газу;

- необеспеченностью регламентированного крутящего момента при свинчивании труб;

- проведением в обсадной колонне работ с вращением бурильной колонны, не имеющей предохранительных колец;

- термобарическими и физико-химическими воздействиями на резьбовые соединения.

3.3. Негерметичность цементного кольца за обсадными колоннами может быть связана:

- с образованием в процессе бурения скважины микроканалов в период ожидания затвердевания цемента из-за несоответствия рецептуры тампонажного раствора и технологии цементирования горно-

геологическим условиям;

- растрескиванием цементного камня в процессе гидравлических испытаний зацементированных колонн, ударных воздействий при перфорации или проведения технологических работ, резких колебаний температуры.

4. Компонентный состав межколонного флюида может быть представлен углеводородным и неуглеводородным газом, углеводородной жидкостью, пластовой водой или техническими жидкостями. Для ПХГ в качестве межколонного флюида наиболее характерен углеводородный газ.

5. Основными физическими проявлениями негативного воздействия МКД могут являться:

- повышение уровня загазованности и загрязнения территории вследствие просачивания межколонного флюида через соединения колонной головки и уплотнения запорной и контрольной арматуры межколонного пространства. В районе места утечки возможно образование взрывоопасной газовоздушной смеси в безветренную погоду, особенно при нахождении источника утечки ниже уровня земли в приустьевой шахте. Облако газовоздушной смеси может воспламениться от какого-либо источника зажигания;

- нарушение герметичности крепи скважины. Возможно образование неконтролируемых перетоков межколонных флюидов в верхние проницаемые горизонты и (или) их выход на земную поверхность. В радиусе до 1500 м от скважины могут образовываться грифоны;

- разрушение колонн, запорной арматуры вследствие критического повышения давления, постепенного увеличения масштабов утечки, коррозионного разрушения. При наличии мощного источника МКД и отсутствии цементного камня возможно фонтанирование по межколонному пространству скважины. Также возможно разрушение устьевой обвязки скважины в результате деформации, полученной вследствие разрушения МКП с последующим фонтанированием скважины.

Фонтанирование может иметь два исхода:

- фонтанирование с воспламенением газа и образованием вертикальной, наклонной или настильной струи пламени (поражающие факторы: разлет осколков, воздушная волна сжатия, скоростной напор струи газа, прямое воздействие пламени, тепловое излучение);

- фонтанирование без воспламенения газа с дальнейшим рассеиванием газа в атмосфере (поражающие факторы: разлет осколков, воздушная волна сжатия, скоростной напор струи газа, загазованность).

Приложение N 9
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 2023 г. N 429

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ФОРМА ЖУРНАЛА
РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЯ МЕЖКОЛОННЫХ И УСТЬЕВЫХ
ДАВЛЕНИЙ СКВАЖИН

_____ УПХГ

Таблица N 1. Результаты контроля межколонных и устьевых
давлений скважин

Дата	N СКВ.	Состояние объекта	Состояние запорной и контрольной арматуры	$P_{тр}$, МПа	$P_{этр}$, МПа	Результаты визуального осмотра приустьевого участка скважины и колонной головки	$P_{мкд}$ в $МКП_1$, МПа	$P_{мкд}$ в $МКП_2$, МПа	Примечание	Ф.И.О., подпись лица, проводившего обход
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Отбор, закачка, простой, ремонт и т.п.	Арматура исправна/при наличии неисправности указать место и характер			Утечки отсутствуют/при наличии утечек и просачиваний указать место и характер	При отсутствии МКД указать 0	При отсутствии МКД указать 0		

Приложение N 10
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 2023 г. N 429

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ДЕЙСТВИЯ
ПЕРСОНАЛА ОПО ПХГ ПРИ ОБНАРУЖЕНИИ ПРЕДЕЛЬНОГО
СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН ПО МКД

1. В случае обнаружения признаков предельного состояния (согласно рекомендациям пункта 26 Руководства) в течение рабочего дня рекомендуется информировать руководство производственной и геологической служб эксплуатирующей ПХГ организации.

2. После обнаружения признаков предельного состояния МКП рекомендуется провести совместное обследование скважины группой специалистов в составе представителей производственной и геологической служб эксплуатирующей ПХГ организации и газоспасательной службы по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Результаты обследования оформляются актом.

3. В случае подтверждения предельного состояния МКП состояние скважины признается потенциально-опасным и фиксируется Протоколом совещания при главном инженере эксплуатирующей ПХГ организации. Экземпляры Протокола передаются в Производственно-диспетчерскую службу, Службу промышленной безопасности, производственную и геологическую службы и газоспасательную службу. Классификация скважин по степени опасности состояния межколонного пространства проводится в соответствии с приложением N 3 к Руководству.

4. После признания состояния скважины потенциально-опасным по состоянию МКП проводится комплекс исследований по определению источника МКД.

5. По скважинам в потенциально-опасном состоянии как правило проводится совещание под руководством главного инженера эксплуатирующей организации (филиала) о проведении работ по ликвидации МКД или мероприятий, обеспечивающих безопасное бездействие скважины в ожидании КРС. Выполнение мероприятий оформляется актами.

При уменьшении МКД ниже предельно-допустимых значений рекомендуется провести совместный осмотр скважины комиссией в составе представителей производственной, геологической служб эксплуатирующей организации (филиала) и газоспасательной службы по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

На основании акта о проведенных работах по ликвидации Потенциально-опасного состояния, акта совместного осмотра скважины после проведенных работ и результатов химического анализа флюида из МКП протоколом технического совещания при главном инженере эксплуатирующей организации (филиала) скважина может быть выведена из Потенциально-опасного состояния.

Приложение N 11
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 2023 г. N 429

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С МКД

Газогидродинамические исследования скважин с межколонными давлениями

Общие положения

1. Рекомендуется провести исследования для получения количественных и качественных характеристик параметров межколонных проявлений, поиска возможных источников и путей миграции межколонных флюидов, оценки степени опасности межколонного проявления.

2. Исследования скважин с МКД могут проводиться силами эксплуатирующих организаций или с привлечением сторонних подрядных организаций, имеющих соответствующее оборудование, квалифицированный персонал и допуск к выполнению данного вида работ.

3. Исследования скважин с МКД рекомендуется проводить в следующих случаях:

- после первичного обнаружения МКД;

- при увеличении межколонного давления до величины 70% и более от предельно допустимого для данного межколонного пространства;

- при подготовке документации для экспертизы промышленной безопасности скважин;

- до и после проведения ремонтных работ или мероприятий, направленных на ликвидацию межколонного проявления.

При отсутствии данных о величине предельно допустимого МКД для данного МКП, подтвержденного инструментальными замерами, его значение рекомендуется оценивать по номинальным значениям прочностных характеристик обсадных колонн.

4. Комплекс работ по исследованию скважин с МКД как правило предусматривает проведение следующих мероприятий:

- регистрацию межколонных, трубного и затрубного давлений;

- отбор проб межколонного флюида;

- стравливание межколонного флюида и определение пустотного объема МКП;

- определение расхода флюида из МКП при установившемся режиме стравливания;

- снятие кривых восстановления и стабилизации МКД после стравливания;

- оценку герметичности МКП.

При первичной диагностике скважины с МКД как правило выявляются следующие характеристики:

- величина межколонного давления;

- расход флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания;

- физические свойства и химический состав межколонного флюида;

- параметры восстановления давления в МКП (КВД);

- пустотный объем МКП.

При наличии информации о физических свойствах и химическом составе межколонного флюида отбор проб можно не проводить.

5. Исследования скважин с МКД рекомендуется проводить на основании наряда-допуска и в соответствии с программой работ, утверждаемой главным геологом филиала эксплуатирующей организации. Конкретный порядок и объемы работ могут быть уточнены для каждого ПХГ.

6. Результаты исследований скважин с МКД оформляются актом. Форма акта приведена в приложении N 12 к настоящему Руководству.

7. Результаты всех последующих работ по определению показателей межколонных проявлений для оценки тенденций их изменения сравниваются между собой и с результатами первичных исследований.

Рекомендуемый порядок проведения работ по исследованию скважин с межколонными проявлениями

Подготовительные работы

8. Рекомендуется провести замер воздушной среды приустьевого участка скважины на содержание сероводородного газа. При наличии сероводородного газа проводить исследования не рекомендуется.

9. Рекомендуется провести визуальный осмотр приустьевого участка скважины, колонной головки, фонтанной арматуры и оборудования МКП.

Приустьевой участок скважин в зависимости от конструкции обвязки устья может включать:

- при обвязке устья оборудованием обвязки колонн - зону, ограниченную сверху корпусом нижней колонной головки, снизу верхним срезом направления;

- при обвязке устья колонным фланцем - зону, ограниченную сверху сварным швом с фланцем устьевого оборудования, снизу - верхним срезом направления.

10. Рекомендуется измерить давление в межколонных, затрубном и трубном пространствах скважины.

11. При наличии нескольких МКП комплекс дальнейших действий рекомендуется осуществлять последовательно для каждого МКП в отдельности. При проведении исследований на одном МКП, в остальных межколонных пространствах рекомендуется регистрировать изменение давления. Исследования, как правило, начинаются с внутреннего межколонного пространства.

12. При наличии поверхностных газопроявлений рекомендуется стравить газ из МКП и визуально определить наличие или отсутствие изменения в характере проявлений давления в МКП. Наличие связи между величиной МКД и интенсивностью поверхностных газопроявлений может свидетельствовать о негерметичности межколонного пространства. Дальнейшая эксплуатация такой скважины возможна после проведения специальных исследований для выявления конкретных причин межколонного давления.

13. При отсутствии поверхностных газопроявлений, обусловленных МКД в данной скважине, может проводиться проверка герметичности МКП инертным газом или газом, который подается из трубного пространства.

Определение расхода межколонного флюида

14. Из межколонного пространства рекомендуется стравить газ до установления постоянного расхода или до нуля, а также зафиксировать время стравливания до установления постоянного расхода или до нуля.

15. К запорной арматуре межколонного пространства подсоединяется устройство для измерения расхода газа. Расход флюида из межколонного пространства рекомендуется измерять при установившемся режиме стравливания. Выбор измерительного устройства осуществляется в зависимости от интенсивности истечения межколонного флюида. Подсоединение измерительного устройства при наличии жидкой фазы проводится через сепаратор. При полном стравливании расход межколонного флюида можно принять равным нулю.

Регистрация кривой восстановления давления

16. Для регистрации КВД рекомендуется использовать электронные или механические самопишущие манометры. Межколонное пространство закрывают на восстановление давления. При длительном периоде восстановления давления возможна дискретная регистрация МКД с интервалом в одни сутки. Измерения с целью построения КВД проводятся до полного (максимального) восстановления МКД.

Отбор проб межколонного флюида

17. Пробы межколонного флюида обычно отбираются в начале и в конце стравливания. Также может отбираться проба флюида из затрубного пространства. Рекомендации по требованиям к отбору проб отражены в пунктах 30 - 36 приложения N 11 к Руководству. При небольших объемах межколонного флюида возможно проводить отбор только одной пробы.

Оценка герметичности межколонного пространства

18. При оценке герметичности межколонного пространства, как правило, определяется наличие (отсутствие) факта утечек межколонного флюида за пределы МКП через нарушения и резьбовые соединения обсадных колонн, оборудования обвязки устья скважины, фонтанной арматуры и оборудования межколонного пространства.

19. Герметичность межколонного пространства может оцениваться путем его опрессовки при полностью восстановленном межколонном давлении $P_{мк}$. В качестве рабочего агента при опрессовке межколонного пространства обычно используется инертный газ. При проведении опрессовки рекомендуется использовать редуцирующее устройство.

20. Величина давления опрессовки $P_{опр}$, как правило, принимается на 1 МПа выше полностью восстановленного межколонного давления, но не более чем 110% гидростатического давления у башмака внешней обсадной колонны для данного межколонного пространства.

При превышении расчетного значения давления опрессовки величины предельно допустимого МКД для данного межколонного пространства или давления в продуктивном пласте опрессовка МКП может не проводиться. Пустотный объем МКП рекомендуется определять при текущем МКД, а величина утечки также может не определяться.

21. Межколонное пространство рекомендуется опрессовать, при возможности пролить водой поверхность земли вокруг направления. Затем проводится визуальный осмотр устья скважины и прилегающей территории на наличие поверхностных газопроявлений и пропусков газа в устьевой обвязке с применением обмыливания конструктивных элементов устьевого оборудования, регистрацией дефектов, фотографированием или выполнением схемы видимой части обсадной колонны и мест газопроявления.

22. Межколонное пространство выдерживается под давлением в течение 30 минут. Межколонное пространство считается герметичным при отсутствии падения давления или его снижении не более 5% от величины давления опрессовки.

В случае негерметичности МКП рекомендуется поднять давление до величины опрессовки $P_{опр}$ и

выдержать межколонное пространство под давлением до его полной стабилизации. Зафиксировать время выдержки $t_{ст}$ и давление стабилизации $P_{ст}$.

Рекомендуемое определение пустотного объема межколонного пространства

23. Давление в МКП поднимается до давления опрессовки, после чего стравливается газ из МКП через присоединенный газовый счетчик. Работы рекомендуется проводить в следующей последовательности:

- зафиксировать давление в межколонном пространстве на момент начала выпуска газа (давление P_1);

- открыть межколонный вентиль и начать выпуск газа из межколонного пространства с дебитом, не превышающим максимальный расход для используемого газового счетчика;

- выпускать газ из межколонного пространства до снижения давления в последнем на 10% от P_1 (или полностью при быстром падении давления);

- закрыть вентиль на межколонном отводе, измерить давление P_2 в межколонном пространстве;

- пустотный объем межколонного пространства оценить по формуле:

$$V_п = \frac{P_{ат} \cdot V_г}{\frac{P_1}{z_1} - \frac{P_2}{z_2}}, \quad (1)$$

где $V_п$ - пустотный объем межколонного пространства, м^3;

$P_{ат}$ - атмосферное давление, Мпа;

$V_г$ - объем газа, выпущенного из межколонного пространства, м^3;

P_1 - избыточное давление в межколонном пространстве на начало стравливания, Мпа;

P_2 - избыточное давление в межколонном пространстве на конец стравливания, Мпа;

Z_1, - коэффициенты сверхсжимаемости газа при давлении P_1 и P_2, соответственно.

Рекомендуемое определение величины утечки газообразного испытательного флюида

24. Расчетная величина утечки газообразного испытательного флюида определяется по формуле:

$$q_{ут} = \frac{1,44 \cdot 10^3 \cdot V_п \cdot P_{опр}}{P_{ат} \cdot t_{ст}} \cdot (-\ln \frac{P_{ст} \cdot z_{опр}}{P_{опр} \cdot z_{ст}}), \quad (2)$$

где $q_{ут}$ - расчетная величина утечки газообразного испытательного флюида, м^3/сут;

$t_{ст}$ - время выдержки до стабилизации давления в межколонном пространстве, мин;

$P_{опр}$ - давление опрессовки межколонного пространства, Мпа;

$P_{ст}$ - давление стабилизации, Мпа;

$z_{опр}$, $z_{ст}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении $P_{онр}$, $P_{ст}$ соответственно.

Рекомендуемые заключительные работы

25. По окончании исследований межколонное пространство полностью (максимально возможно) разряжается, технологическое оборудование демонтируется. Задвижки и вентили на МКП закрываются.

Рекомендуемые контрольно-измерительная аппаратура и оборудование

26. Для замера межколонных давлений при техническом диагностировании рекомендуется использовать поверенные в установленном порядке манометры с классом точности не ниже 0,4 по ГОСТ 2405-88.

27. Соединения межколонного пространства с газовым счетчиком и источником высокого давления с целью проведения опрессовки МКП рекомендуется осуществлять через редуцирующее устройство.

28. При осуществлении измерения обеспечивается герметичность измерительной линии. Место установки манометров рекомендуется оборудовать трехходовым краном, необходимым для отключения манометра от контрольной арматуры или измерительной линии, а также выпуска газа из-под манометра перед монтажом.

29. Оборудование межколонных пространств при выполнении исследований проводится в соответствии с рекомендациями пункта 21 настоящего Приложения.

Рекомендации по отбору и исследованию проб межколонного флюида

30. По возможности пробоотборные линии устанавливаются короткими и небольшого диаметра для сокращения времени продувки и обмена газа при отборе.

31. Для отбора проб газа под давлением применяются металлические пробоотборники (контейнеры) проточного типа объемом до 4 дм^3, изготовленные из стали или другого прочного газонепроницаемого металла или сплава, не взаимодействующего с газом, и рассчитанные на максимальное давление отбираемого газа.

32. При давлении и расходе газа в межколонном пространстве, недостаточном для продувки и заполнения пробоотборника, пробы рекомендуется отбирать в стеклянные бутылки способом замещения запирающей жидкости. В качестве запирающей жидкости обычно применяют раствор хлористого натрия по ГОСТ Р 51574-2018 (22%-ный раствор в дистиллированной воде по ГОСТ Р 58144-2018). Транспортирование проб, отобранных в бутылки, рекомендуется осуществлять в вертикальном положении горлышком вниз.

33. После отбора проб контейнеры и бутылки с пробами снабжаются этикетками следующего содержания:

- дата отбора пробы;

- название ПХГ, залежи;

- номер ГРП;

- номер скважины;

- место отбора пробы (МКП, трубное пространство, затрубное пространство);

- условия отбора пробы (давление отбора, температура);

- номер контейнера;

- подпись работника, отобравшего пробу.

34. Исследования физических свойств и химического состава межколонного флюида рекомендуется проводить в химико-аналитических лабораториях по утвержденным методикам в зависимости от фазового состояния и состава флюида.

35. Пробы флюида рекомендуется направлять на хроматографический анализ, по результатам которого определяется его компонентный состав. Проведение сравнительного анализа составов газа из МКП и продукции скважины может позволить установить источник поступления газа в МКП (объект хранения или другая залежь).

36. Пробы жидкости рекомендуется направлять на физико-химический анализ для идентификации и установления показателей, позволяющих диагностировать состояние крепи скважины: минерализации, макро- и микрокомпонентного состава, величины водородного показателя pH, наличие водорастворенного органического вещества.

Диагностические признаки

37. Результаты исследований могут быть использованы в качестве диагностических признаков при установленной герметичности оборудования обвязки устья скважин, герметичности уплотнений межколонных пространств в колонной головке и соединений контрольно-измерительной аппаратуры.

38. Реакция на изменение давления в МКП, фиксируемая по изменению давления в пограничном/сопредельном межколонном пространстве, может свидетельствовать о негерметичности общей для данных МКП обсадной колонны или уплотнений колонной головки. Место негерметичности находится тем выше по стволу, чем раньше происходит реагирование на возмущающее воздействие.

39. Превышение давления в МКП за эксплуатационной колонной над давлением в затрубном пространстве свидетельствует об отсутствии связи двух пространств и герметичности устьевого оборудования.

40. Превышение давления во внешнем (втором) МКП над давлением во внутреннем (первом к эксплуатационной колонне) межколонном пространстве может свидетельствовать о том, что причиной МКД является иной газонасыщенный горизонт, расположенный выше объекта эксплуатации (при наличии таких горизонтов в разрезе скважины).

41. Негерметичность оборудования обвязки колонн характеризуется сопоставимостью значений давлений в ЗТП и МКП за эксплуатационной колонной и обычно сопровождается резким ростом межколонного давления после стравливания.

42. Снижение давления в межколонном пространстве во времени вне зависимости от изменения пластового давления может свидетельствовать о разгерметизации внешней обсадной колонны или устьевого оборудования, если исключено температурное воздействие. Причиной снижения давления может явиться увеличение плотности флюида в МКП.

Геофизические исследования и техническое диагностирование скважин с межколонными давлениями

43. Геофизические исследования и техническое диагностирование могут проводиться для:

- определения источников и причин возникновения МКД;

- оценки работоспособности конструктивных элементов скважины, испытывающих негативное воздействие межколонного флюида (оценка уязвимости).

44. Объектами ГИС и ТД для целей оценки риска являются обсадные колонны, цементный камень, устьевая обвязка, приустьевой участок скважины.

45. При ГИС и ТД скважин с МКД определяются:

- техническое состояние обсадных колонн с определением мест негерметичности, видов повреждений, остаточной толщины стенки труб, оценкой остаточной прочности, определением величины предельно допустимого межколонного давления;

- признаки движения жидкости и газа по заколонному и межколонным пространствам;

- высота подъема цемента за колоннами и состояние контакта цементного камня с обсадными колоннами и породой;

- техническое состояние устьевой обвязки скважины, включая герметичность уплотнений;

- техническое состояние приустьевого участка скважины.

Величина предельно допустимого межколонного давления определяется в соответствии с приложением N 9 к Руководству. Расчеты по определению минимальных коэффициентов запаса прочности обсадных колонн приведены в приложении 13 к Руководству.

46. Определение технического состояния скважины и выявление потенциальных источников межпластовых перетоков и МКД рекомендуется проводить на основании изучения геолого-промысловых материалов и геофизических исследований скважин, проведенных в соответствии с 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 Росстандарта от 15 декабря 2009 г. N 1151-ст, и руководящим документом РД 153-39.0-072-01 "Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах", принят и введен в действие приказом Минэнерго России от 7 мая 2001 г. N 134.

47. Комплекс геофизических исследований, как правило, обеспечивает получение достаточной информации о состоянии обсадных колонн, заколонной крепи, выявляет возможные заколонные флюидоперетоки, техногенные скопления газа в вышележащих проницаемых пластах, герметичность покрышки и наличие разрывных нарушений ПХГ.

48. Для целей оценки риска могут быть использованы результаты геофизических исследований и технического диагностирования скважин, ГИС при капитальном ремонте, других исследований и работ, проведенных в скважинах.

49. Оценку технического состояния обсадных колонн рекомендуется проводить в соответствии руководящим документом РД 153-39.0-109-01 "Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений", утвержден и введен в действие приказом Минэнерго России от 5 февраля 2002 г. N 30.

50. Оценку технического состояния устьевой обвязки скважины рекомендуется проводить в сроки и в соответствии с ГОСТ Р 55724-2013 "Национальный стандарт Российской Федерации. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые", утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 8 ноября 2013 г. N 1410-ст.

51. Оценка технического состояния приустьевого участка скважин проводится с целью выявления поверхностных газопроявлений вокруг устья скважин и сопровождается фотографированием околоскважинной поверхности с регистрацией пузырьков газа и дефектов видимой части обсадной колонны.

Приложение N 12
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 2023 г. N 429

РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ МИНИМАЛЬНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ
ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Фактические коэффициенты запаса прочности колонн n'_1 и n'_2 в зависимости от величины межколонного давления с учетом всех принятых выше допущений рекомендуется определять по формулам:

$$n'_1 = \frac{P'_{кр}}{P_{МК}}, \quad (1)$$

где n'_1 - коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления;

$P_{МК}$ - фактическая величина межколонного давления, МПа,

$$n'_2 = \frac{P'_{т}}{P_{МК}}, \quad (2)$$

где n'_2 - коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление с учетом межколонного давления, МПа.

Для эксплуатационной колонны при пакерной схеме эксплуатации коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления рекомендуется определять по формуле (1). При беспакерной схеме - по формуле:

$$n'_1 = \frac{P'_{кр}}{P_{МК} + 10^{-6} \cdot \gamma_{жз} \cdot g \cdot z}, \quad (3)$$

n'_1 определяется для нижнего интервала колонны, работающего при максимальной нагрузке и для интервала колонны, обладающего наименьшей несущей способностью. В качестве фактического коэффициента запаса прочности на наружное избыточное давление принимается наименьшее из полученных значений.

Пример расчета:

1. Исходные данные

1.1. Краткая характеристика скважины.

Скважина N ___ начата бурением 05.11.2006.

Окончена 19.02.2007, введена в эксплуатацию 19.02.2007.

Категория скважины: эксплуатационная.

Дата первичного обнаружения межколонного давления: 10.01.2009.

Параметры межколонного проявления на дату первичного обнаружения (за 24 часа):

$P_{168x245}$ = 1,73 МПа, расход газовой фазы на 21.01.2009 $Q_{168x245}$ = 9,888 $М^3$/сут.

1.2. Конструкция скважины.

Таблица N 1. Конструкция скважины

Колонна	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента за колонной, м	Интервал	Диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм
Направление	40,2	До устья	0 - 40,2	426	11
Кондуктор	343,7	До устья	0 - 343,7	324	9,5
Техническая	1154,9	До устья	0 - 1154,9	245	8,9
Эксплуатационная	1299	До устья	0 - 1299	168	8,9
Тип и шифр колонной обвязки			ОКК-1-21-168х245 К1		
Интервал установки забойного пакера, м			-		

Рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное наружное давление для 168-мм колонны n_1 = 1,5.

Рекомендуемый коэффициент запаса прочности на избыточное внутреннее давление для 245-мм колонны n_2 = 2,2.

Минимальное давление гидроразрыва принято для пласта X на глубине 1140 м в соответствии с эмпирической формулой $P_{разр} = 10^{-2} * H * K$,

где H - глубина, м,

K = 1,5 - 2.

$P_{ГП}$ = 19,4 МПа.

Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления 245-мм колонны.

$n'_1 = P'_{кр} / P_{мкп2}$ = 13,9 / 4,1 = 3,4 Мпа

Коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление с учетом межколонного давления 324-мм колонны.

$n'_2 = P'_т / P_{мкп2} = 19,5 / 4,1 = 4,8$ Мпа

Приложение N 13
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 2023 г. N 429

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ФОРМА АКТА
ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

Акт
проведения исследования
скважины N _____ с межколонными давлениями _____ ОПО ПХГ
_____
(дата)

Мы, нижеподписавшиеся, _____, составили настоящий акт о том, что с _____ по _____ нами проведены исследования скважины N _____ с межколонными давлениями _____ ПХГ.

Цель: получение количественных характеристик показателей МКД для оценки степени их опасности.

На момент начала исследований скважина находилась в _____
(отбор, закачка, простой, капитальный ремонт, консервация, ликвидация).

Приборы и оборудование:

Замер давления осуществлялся с помощью манометра _____
(указывается тип, шифр прибора)

Расход газа определялся с помощью _____
(указывается тип и марка прибора, для диафрагменного измерителя критического течения указать диаметр диафрагмы)

В ходе проведения исследований отобраны пробы флюидов _____
(указываются места и условия отбора проб, номера контейнеров)

Опрессовка МКП проведена _____
(указывается состав и источник испытательного газообразного флюида)

Исследования и расчеты проведены в соответствии с Руководством по безопасности "Определение предельных значений межколонных давлений, удовлетворяющих условиям безопасной эксплуатации скважин на опасных производственных объектах подземных хранилищ газа". Результаты исследования скважины приведены в таблице N 1.

Таблица N 1. Результаты исследования скважины с МКД

Показатель	$МКП_1$	$МКП_2$
Результаты визуального осмотра		
Признаки потенциально-опасного состояния		
Трубное давление, МПа		
Затрубное давление, МПа		
Межколонное давление (значение при полностью восстановленном давлении), МПа		

Тип межколонного флюида		
Расход флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания, $м^3$/сут		
Время восстановления межколонного давления, ч		
Определение пустотного объема межколонного пространства		
Избыточное давление в МКП на начало стравливания, МПа		
Избыточное давление в МКП на конец стравливания, МПа		
Объем газа, выпущенного из межколонного пространства, $м^3$		
Пустотный объем межколонного пространства, $м^3$		
Определение величины утечки газообразного испытательного флюида		
Давление опрессовки, при определении герметичности межколонного пространства, МПа		
Давление стабилизации давления в межколонном пространстве, МПа		
Время выдержки до стабилизации давления в межколонном пространстве, мин		
Расчетная величина утечки газообразного испытательного флюида, $м^3$/сут		
Примечания (указываются существенные диагностические признаки, проявившиеся в течение исследований: появление или изменение интенсивности грифонов, реакция смежных МКП на изменение давления, течи, пропуски газа по элементам устьевой обвязки и т.п.)		

Записи кривых восстановления межколонного давления, опрессовки межколонного пространства и фотографии устьевой обвязки прилагаются.

Подписи лиц, выполнявших исследования скважины: _____

↑ в начало ↑

Предметный указатель:

В

ВЧ 8

Г

Газораспределительный пункт 8
Геофизические исследования скважин 8
ГИС 8, 17, 19, 24, 25, 39, 55, 56
ГРП 8, 54

З

Заколонное пространство 8
Затрубное пространство 8, 54
ЗКП 8
ЗТП 8, 33, 55

К

Капитальный ремонт скважины 8
КВД 4, 8, 51, 52
Кривая восстановления давления 8
КРС 8, 49

М

Межколонное давление 8
Межколонное пространство 3, 7, 8, 15, 53
МКД 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 13, 15, 16, 17, 19, 21, 23, 24, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 55, 56, 60
МКП 4, 5, 6, 7, 8, 13, 16, 17, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 37, 38, 39, 40, 43, 44, 45, 47, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 60, 61

О

Оборудование устья скважины 8
Объекты ГИС и ТД 55
Опасный производственный объект 8
ОПО 2, 3, 8, 28, 41, 45, 49, 60
ОУС 6, 7, 8

П

Подземное хранилище газа 8
ПХГ 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 28, 41, 45, 47, 49, 51, 54, 56, 60

С

СКРН 8, 12
Сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением 8

Т

ТД 8, 55
Техническое диагностирование 8, 35, 55

Ф

ФА 6, 8
Фонтанная арматура 8

Э

Экспертиза промышленной безопасности 8
ЭПБ 8, 10

↑ в начало ↑

↑ в начало ↑

Оглавление:

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ... 2
II. ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ... 2
III. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С МЕЖКОЛОННЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ ... 3
IV. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ СКВАЖИН, УСТЬЕВОГО И ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ВЕСТИ ЭКСПЛУАТАЦИЮ СКВАЖИН С МКД ... 6
V. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РЕМОНТУ СКВАЖИН С МКД. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН ... 7
Приложение N 1 ... 8
Приложение N 2 ... 9
Приложение N 3 ... 10
Общие положения ... 10
Идентификация и интегральная оценка опасностей ... 11
Интегральная оценка уязвимости ... 15
Интегральная оценка риска ... 21
Ранжирование скважин с межколонными проявлениями по уровню риска ... 22
Приложение N 4 ... 23
Рекомендуемый пример расчета: ... 26
Приложение N 5 ... 28
Приложение N 6 ... 33
1. Конструкция скважины ... 33
2. Исследование скважины с МКД ... 33
2.1. Результаты исследования скважины с МКД ... 34
3. Результаты технического диагностирования скважины ... 35
4. Оценка степени опасности межколонных проявлений ... 37
5. Оценка степени уязвимости скважины и объектов окружающей среды ... 39
6. Уровень риска на скважине с межколонными давлениями ... 40
Заключение ... 40
Приложение N 7 ... 41
1. Причина и цель проведения анализа риска ... 41
2. Исходные данные ... 41
3. Результаты гидрогазодинамических исследований и технического диагностирования скважины ... 42
4. Степень опасности межколонных проявлений ... 43
5. Степень уязвимости скважины и объектов окружающей среды ... 44
6. Уровень риска отказа на скважине с МКД ... 45
Заключение ... 45
Приложение N 1 "Результаты исследования скважины N __ __ ОПО ПХГ с МКД". ... 45
Приложение N 2 "Результаты технического диагностирования скважины N __ __ ОПО ПХГ". ... 45
Приложение N 8 ... 46

Приложение N 9 ... 48
Приложение N 10 ... 49
Приложение N 11 ... 50
Газогидродинамические исследования скважин с межколонными давлениями ... 50
Общие положения ... 50
Рекомендуемый порядок проведения работ по исследованию скважин с межколонными проявлениями ... 51
Подготовительные работы ... 51
Определение расхода межколонного флюида ... 52
Регистрация кривой восстановления давления ... 52
Отбор проб межколонного флюида ... 52
Оценка герметичности межколонного пространства ... 52
Рекомендуемое определение пустотного объема межколонного пространства ... 53
Рекомендуемое определение величины утечки газообразного испытательного флюида ... 53
Рекомендуемые заключительные работы ... 53
Рекомендуемые контрольно-измерительная аппаратура и оборудование ... 54
Рекомендации по отбору и исследованию проб межколонного флюида ... 54
Диагностические признаки ... 55
Геофизические исследования и техническое диагностирование скважин с межколонными давлениями 55
Приложение N 12 ... 57
Пример расчета: ... 58
1. Исходные данные ... 58
1.1. Краткая характеристика скважины. ... 58
1.2. Конструкция скважины. ... 58
Приложение N 13 ... 60

↑ в начало ↑[1]

[1] Текст этого документа взят из открытых источников и актуален на момент формирования 24.12.2023.

Мы стараемся поддерживать все документы нашей библиотеки по промышленной безопасности в актуальном состоянии, но, в связи с занятостью основной работой, гарантировать не можем, поэтому этот документ на сегодняшнюю дату может быть изменен или уже отменен. Уточняйте в официальных изданиях.
Для удобного чтения текст документа отформатирован программой FURDUS (расставлены корректно страницы без разрыва таблиц, рисунков, висячих заголовков, обработаны сноски, много других улучшений).
Термины документа найдены и размечены по тексту также с помощью программы FURDUS. Дополнительно добавлены предметный указатель и оглавление, которые уже не относятся к официальному тексту документа.
О возможных неточностях и обнаруженных ошибках просьба сообщать на почту admin@furdus.ru с указанием документа "ПРИКАЗ 27.11.2023 N429 РБ МР П..."
Наша организация и администрация сайта не несут ответственности за возможный вред и/или убытки, возникшие или полученные в связи с использованием Вами этого текста.

30 лет ТК

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

ТЕХКРАНЭНЕРГО

Организация оказывает комплексы работ:	
Промышленная безопасность **Экспертные услуги**	• **Экспертиза промышленной безопасности** технических устройств, зданий и сооружений, документации на опасных производственных объектах (ОПО) • Обследование строительных конструкций, зданий, сооружений. • Разработка **планов мероприятий (ПЛА, ПМЛА), ПЛАРН,** технологических регламентов, паспортов тех. устройств, техническое освидетельствование.
Промышленная безопасность **Консультационные услуги**	• **Промышленный аудит предприятий -** обследование предприятий на соответствие требованиям промышленной безопасности. • **Идентификация и классификация ОПО** по четырем классам опасности, сопровождение в Ростехнадзоре. • **Помощь при лицензировании деятельности на эксплуатацию ОПО.**
Электро-безопасность	• **Электромонтажные**, электроремонтные работы. • Испытания и **измерения электроустановок** потребителей. • Монтаж, наладка, ремонт и техническое обслуживание **приборов безопасности на подъемных сооружениях.** • **Предэкзаменационная подготовка электротехнического персонала на группу по электробезопасности.** **Предаттестационная подготовка руководителей (заместителей) по вопросам безопасности в сфере электроэнергетики.**
Экологическая безопасность	• Разработка проектов **ПДВ, ПДС,** обоснование деятельности по обращению с отходами. • Разработка **проектов санитарно-защитной зоны** предприятия (СЗЗ). • Лабораторные исследования, отбор и первичная обработка проб.
Проектирование	• **Проектирование новых производств.** • **Инженерные изыскания** (обследование, оценка состояния). • Разработка **проектов реконструкции, технического перевооружения**, консервации, ликвидации ОПО.
Оценка соответствия	• **Сертификация продукции** на соответствие регламентам: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 011/2011, ТР ТС 016/2011, ТР ТС 032/2013, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011. • **Оценка соответствия лифтов** (декларация, полное и периодическое техническое освидетельствование). • **Специальная оценка условий** труда (рабочих мест), ОПР.
Обучение, аттестация	• Профессиональное обучение (более 150 рабочих профессий). Предаттестационная подготовка по промышленной безопасности. Охрана труда. Пожарная безопасность. Электробезопасность. • Аттестация лабораторий и спец-тов **неразрушающего контроля (ЛНК)**

Телеграм @techkranenergo

Наш сайт: krantest.ru **Почта: po@tke.ru**

Телефоны: (4922) 33-15-50, +7 (910) 174-84-80

Кузнецов Максим Борисович

24.12.2023