

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На правах рукописи

РЫБАЛОВ ЭДУАРД АЛЕКСЕЕВИЧ

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ОПАСНОСТИ СКВАЖИН,
НАХОДЯЩИХСЯ В СОСТОЯНИИ КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Специальность 2.10.3 Безопасность труда (технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Фомина Екатерина Евгеньевна
доктор технических наук, доцент

Москва – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИЗ ФОНДА СКВАЖИН, НАХОДЯЩИХСЯ В КОНСЕРВАЦИИ И/ИЛИ ЛИКВИДАЦИИ.....	14
1.1 Современное состояние проблемы.....	14
1.1.1 Нормативная база и проблемы обеспечения безопасности.....	21
1.1.2 Актуальные проблемы при консервации и ликвидации скважин.....	24
1.1.3 Характеристика фонда скважин крупнейших месторождений России.....	25
1.2 Изученность проблемы эксплуатации ПФС.....	30
1.2.1 Ретроспективный анализ изученности вопросов учёта и контроля состояния ПФС	30
1.2.2 Характеристика аварийности при эксплуатации ПФС	42
ВЫВОДЫ К РАЗДЕЛУ 1	46
2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ОПАСНОСТИ ПФС	48
2.1 Выбор критериев оценки опасности ПФС.....	48
2.2 Характеристика установленных критериев оценки опасности ПФС	56
2.2.1 Критерий «Год строительства».....	57
2.2.2 Критерий «Состояние скважины»	58
2.2.3 Критерий «Назначение скважины»	61
2.2.4 Критерий «Накопленный отбор нефти»	62
2.2.5 Критерий «Дебит нефти (газа)».....	63
2.2.6 Критерий «Дебит жидкости»	64
2.2.7 Критерий «Обводненность».....	65
2.2.8 Критерий «Газовый фактор».....	65
2.2.9 Критерий «Наличие газовых шапок»	66
2.2.10 Критерий «Наличие ММП»	67
2.2.11 Критерий «Общая характеристика пласта».....	69
2.2.12 Критерий «Наличие грифонов»	69
2.2.13 Критерий «Наличие базы МКД»	70
2.2.14 Критерий «Наличие базы ЗЦ и МПП»	72
2.2.15 Критерий «Содержание серы».....	73

2.2.16 Критерий «Численный состав операторов»	74
2.2.17 Критерий «Численный состав слесарей».....	74
2.2.18 Критерий «Квалификация персонала по разрядам»	75
2.2.19 Критерий «Квалификация персонала по опыту работы».....	75
2.3 Определение балльных оценок по критериям опасности скважины.....	75
2.4 Определение поправочного коэффициента K_x	84
2.5 Определение коэффициента опасности фонда для каждой скважины.....	85
2.6 Определение уровней опасности ПФС	88
2.6.1 Кластеризация уровней опасности	88
2.6.2 Анализ уровней опасности объектов нефтегазового комплекса на основе нормативных документов.....	92
2.7 Алгоритм оценки опасности ПФС	93
2.8 Проверка методики оценки опасности ПФС на адекватность	97
2.9 Разработка мероприятий по снижению опасности ПФС	99
ВЫВОДЫ К РАЗДЕЛУ 2	102
3 ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАССИВОВ ДАННЫХ И КАРТ/ПОЛЕЙ ОПАСНОСТИ СКВАЖИН	105
3.1 Построение карт/полей опасности на примере N-го месторождения	107
3.2 Учёт природно-климатических факторов влияния в практике применения результатов построения карт/полей опасности скважин	117
ВЫВОДЫ К РАЗДЕЛУ 3	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	120
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	121
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	122
Приложение А	142
Приложение Б	147
Приложение В.....	149
Приложение Г	151
Приложение Д.....	153
Приложение Е.....	156

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований

Важной составляющей всего нефтегазового комплекса являются производственные объекты добывающего сегмента отрасли, в том числе скважины, предназначенные для разработки и эксплуатации месторождений нефти и/или газа. В соответствии с принятой проектной технологией разработки месторождений и действующей нормативной базой [1, 2] скважины отнесены к опасным производственным объектам нефтегазодобывающего комплекса «Фонд скважин». В настоящей работе они рассматриваются как опасные объекты «Фонд скважин» (далее — ОО «Фонд скважин»), поскольку имеют признаки опасности возникновения аварийных ситуаций техногенного характера (утечки газа, разливы нефти, пожары, взрывы) и могут их сохранять при переводе в состояние консервации и/или ликвидации (далее — пассивный фонд скважин — ПФС).

В Российской Федерации пробурено более 400 тыс. нефтяных и газовых скважин, которые, в основном, принадлежат субъектам хозяйственной деятельности в области поисков, разведки и добычи углеводородов. Однако имеет место факт существования «бесхозных» скважин (более 10 тыс.), находящихся в неконтролируемом состоянии, что приводит к авариям. Тенденция роста числа скважин, выводимых в ПФС, является неизбежным следствием физического «старения» существующих эксплуатационных скважин.

Анализ научно-методической литературы показывает, что в настоящее время в российском нефтегазодобывающем секторе отсутствует методически обоснованная универсальная концепция рационального использования имеющейся геолого-технологической информации при решении задач анализа опасности ОО «Фонд скважин».

При этом особого внимания заслуживает факт существования значительного количества скважин, характеризуемых понятием «в ожидании ликвидации». Такое понятие не является установленным действующими нормативными документами, однако в промышленной практике распространено

повсеместно. По различным месторождениям количество скважин таковой категории пассивного фонда может составлять до 50 % от общего количества скважин, причем скважины в таком состоянии могут простаивать годами и даже десятилетиями, а мероприятия по ликвидации на них будут осуществлены в неопределенном будущем. Поскольку скважины, находящиеся в состоянии ожидания ликвидации могут представлять не меньшую угрозу опасности, чем скважины в консервации и ликвидации, в настоящей работе они условно учитываются в составе категории ликвидированных скважин и включены в общее понятие ПФС.

Вместе с тем, отсутствует методика общего, детального и многофакторного анализа опасности при эксплуатации ОО «Фонд скважин», а именно скважин пассивных категорий, с целью предупреждения прогнозируемых в перспективе опасных процессов.

В этих условиях, вопрос формирования новых концептуальных методических подходов к предупреждению аварий техногенного характера, связанных с ОО «Фонд скважин» и, в частности, со скважинами ПФС, является актуальным и значимым.

Предпосылками для исследований явились проведенные научно-исследовательские и экспертные работы, в числе которых:

– экспертиза технических проектов разработки месторождений нефти и газа (в качестве эксперта (до 2011 г.) Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию; секретаря Московской газовой секции Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию, приказ от 06.03.2012 №273);

– государственная экспертиза проектной документации на строительство и реконструкцию объектов капитального строительства нефтегазового комплекса, в частности, индивидуальных, групповых и зональных проектов на строительство скважин (в качестве государственного эксперта по проведению государственной

экспертизы проектной документации в области промышленной безопасности опасных объектов, аттестат от 27 августа 2008 года №335);

– экспертиза промышленной безопасности документации на консервацию и ликвидацию скважин (в качестве эксперта в области промышленной безопасности Э4КЛ — документация на консервацию и ликвидацию опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса, квалификационные удостоверения от 28 апреля 2017 года №АЭ.17.04205.011, от 15 апреля 2022 года №АЭ.22.04205.001), проведенная в соответствии с требованиями нормативных документов.

Степень разработанности темы исследований установлена в результате анализа обширной тематической информации, опубликованной в различных источниках — печатные издания, электронные носители информации, телекоммуникационная сеть «Интернет», действующие нормативные документы (государственные стандарты, федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, руководства по безопасности, отраслевые нормы, стандарты предприятий и организаций) и др. Результаты проведенного в ходе исследований анализа материалов, обобщенные в подразделе 1.2.1, позволили сделать вывод об отсутствии исследований, аналогичных полученным при разработке настоящей темы.

Разработке нормативных требований в области обеспечения безопасности, а также проектной документации на строительство, эксплуатацию, консервацию и ликвидацию скважин, посвящены работы [3, 4, 5, 6, 7], но в них недостаточно уделено внимания обоснованию эффективных методов контроля и учета ПФС.

Неизбежность негативного влияния длительной разработки нефтяных и газовых месторождений на технологическую, технико-экономическую и экологическую ситуацию при эксплуатации ОО «Фонд скважин», подтверждается многочисленными исследованиями различных авторов (Бастриков С.Н. [8], Байтурина С.Р. [9], Бакеев Р.А. [10], Зайцев Г.С. [11], Клейменов А.В. [12], Коробов С.В. [13], Кустышев И.А. [14], Мячина К.В. [15], Наместников С.В. [16], Никишов В.И. [17], Савинов Р.А. [18], Стрижнев К.В. [19] и мн. др.). В работах

[20, 21, 22, 23, 24] представлена факторная балльная оценка технического состояния различных объектов нефтегазового комплекса, но среди них не рассмотрены скважины ПФС.

Работы [25, 26, 27] посвящены оценке скважин с точки зрения процессов ликвидации, но при этом не рассматриваются вопросы безопасности.

Работы зарубежных авторов [28, 29] касаются новых подходов к вопросам восстановления ликвидированных скважин.

В составе перечня необходимой информации важно рассматривать данные по истории эксплуатации скважин, влияние на производственные процессы обслуживающего персонала («человеческий фактор») не только при эксплуатации действующих скважин, но и скважин, находящихся в состоянии консервации, ликвидации или ожидании ликвидации. Изучению влияния показателя «человеческий фактор» на безопасность эксплуатации опасных объектов посвящены научные работы Мартынюка В.Ф. [30], Ляпина А.А. [31], Чабаева Л.У. [32], Буркиной Е.Н. [33], Гиниятова И.Г. [34], Рыбниковой А.В. [35], Шевченко Д.И. [36], Мельниковой Д.А. [37]. В работах [38, 39, 40, 41] среди факторов, влияющих на обеспечение безопасности объектов нефтегазового комплекса выделен человеческий фактор, как один из основных, но не рассматривается ПФС.

Целью исследования является разработка механизма (методики, аппарата, алгоритма и т.п.) оценки опасности ПФС для совершенствования системы обеспечения производственной безопасности ООО «Фонд скважин».

Идея работы заключается в применении штатных количественных параметров с учетом человеческого фактора для оценки уровня опасности ПФС с использованием карт/полей опасности ПФС, и принятия необходимых корректирующих действий с целью обеспечения производственной безопасности ООО «Фонд скважин».

Исходя из поставленной цели, решались следующие основные задачи:

1) анализ фонда скважин месторождений УВС различных регионов России и установление количественных показателей ПФС, влияющих на безопасность;

2) выявление специфики и закономерностей эксплуатации месторождений УВС с позиций организации, выполнения и контроля технологически важных процедур, определяемых нормативными документами в области безопасности, при обслуживании ПФС;

3) разработка механизма оценки опасности ПФС;

4) разработка методики оценки опасности ПФС, включающей возможность построения карт/полей опасности ПФС и учитывающей широкий спектр факторов влияния на уровень опасности каждой конкретной скважины.

5) разработка рекомендаций по применению результатов исследований на конкретных объектах нефтегазодобычи.

Объектами исследований являлись лицензионные участки и месторождения УВС различных добывающих организаций России, кроме морских нефтегазовых объектов, не включенных в область исследования.

Предметом исследований являлась система эффективного учёта и контроля состояния ПФС.

Научная новизна

1. Впервые выдвинута и научно обоснована концепция совершенствования системы обеспечения производственной безопасности ПФС. Сущность концепции заключается в принципиальном изменении отношения к ПФС. На сегодняшний день ПФС не рассматриваются как опасные производственные объекты, не осуществляется надзор, не оценивается их уровень опасности, что приводит к возникновению аварий и несчастным случаям.

2. Разработан механизм оценки опасности ПФС на базе обоснованных штатных эксплуатационных критериев скважин и критериев персонала, включая влияние человеческого фактора, где определена зависимость результатов поведенческого аудита безопасности (далее – ПАБ) на оценку опасности ПФС.

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании механизма оценки опасности ПФС, позволяющего совершенствовать систему обеспечения производственной безопасности ПФС на основе комплексного подхода к оценке каждой пассивной скважины.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Разработана методика оценки опасности ПФС на основе анализа и синтеза эксплуатационных критериев скважин и критериев персонала, включая влияние человеческого фактора. Методика позволяет формализовать большой массив данных.

2. Впервые в виде карт/полей опасности представлены анализ информации об исходных геологических характеристиках месторождения УВС, об истории работы и текущем состоянии ПФС, а также оценка профессионально-квалификационных интегральных показателей степени ответственности обслуживающего персонала по результатам ПАБ.

3. Разработана математическая модель определения коэффициентов опасности для каждой скважины из числа ПФС, позволяющая установить уровень опасности ПФС и предпринять необходимые действия по обеспечению безопасности ПФС, что позволяет комплексно оценивать опасность территорий лицензионных участков недропользования и/или месторождений (участков, площадей месторождений) УВС и впервые прогнозировать уровень опасности ПФС на территории Российской Федерации.

Реализация выводов и результатов работы. Разработанная методика оценки опасности ПФС используется на объектах топливно-энергетического комплекса в зоне ответственности ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ООО «НОВАТЭК НТЦ», а также в учебном процессе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, что подтверждается актами внедрения (Приложение А).

Методы исследований

Для решения поставленных задач в процессе исследований применялись следующие методы, приемы: сбор, обработка, анализ, обобщение, систематизация и ранжирование данных, критеризация, кластеризация, формализация, синтез, верификация. Также использованы методы экспертных оценок, балльных оценок, методика получения интегральных коэффициентов на основе оригинального алгоритма. На заключительном этапе выполнено картирование массивов данных с помощью общепризнанных методов интерполяции.

Положения, выносимые на защиту

1. Предложенная концепция совершенствования системы обеспечения производственной безопасности ПФС как неотъемлемой части ОО «Фонд скважин», на основе рационального использования имеющейся геолого-технологической информации с учётом влияния человеческого фактора позволит повысить уровень безопасности.

2. Разработанный впервые механизм оценки опасности ПФС позволит более эффективно установить уровень опасности ПФС, построить карты/поля опасности ПФС, определить и предпринять необходимые действия по обеспечению безопасности ПФС.

3. Установленные коэффициент эксплуатационной опасности ($K_{оп}$), коэффициент персонала ($K_{п}$) и коэффициент, учитывающий влияние человеческого фактора ($K_{ч}$) позволят рассчитать интегральный коэффициент опасности для каждой скважины ПФС.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Тема диссертации соответствует паспорту заявленной специальности, пункту 1 «Разработка научно обоснованных методов анализа и прогнозирования параметров состояния производственной среды, опасных ситуаций и опасных зон».

Степень достоверности

Достоверность полученных результатов обеспечивается: достаточным объемом статистических данных по скважинам УВС; использованием действующей нормативной базы, апробированных научных методов исследований и современного математического аппарата обработки данных, в том числе с использованием программных комплексов (MS Excel «Анализ данных», STATISTICA, библиотек языка Python); применением нормативных методик для оценки риска; положительными результатами внедрения методики с использованием предложенных решений.

Апробация результатов

Основные положения работы докладывались и получили одобрение на

заседании секции Научно-технического совета Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (протокол выездного заседания секции по безопасности объектов нефтегазового комплекса НТС Ростехнадзора от 11 июля 2018 года №00-06-09-1, г. Омск); на VI Международной конференции «Экологическая безопасность в газовой промышленности» ESGI2019 (материалы конференции 3-4 декабря 2019 года, г. Москва); на IV Международном научно-техническом форуме по химическим технологиям и нефтегазопереработке «Нефтехимия 2021» (материалы форума 22-24 ноября 2021 года, г. Минск); на XII Научно-практической конференции «Безопасность жизнедеятельности: современные вызовы, наука, образование, практика» (материалы конференции 8-9 декабря 2021 года, г. Южно-Сахалинск).

Отдельные положения, полученные в ходе исследований, включены в состав (пп. 1501, 1506) нормативно-правового акта (зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 29 декабря 2020 года, регистрационный № 61888) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 №534 (редакция, введенная в действие с 01 января 2021 года).

Федеральной службой по интеллектуальной собственности оформлен патент на изобретение №2719803 Способ создания карт/полей «опасности» для месторождений нефти и/или газа, опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса «Фонд скважин» по скважинам, находящимся в консервации и/или ликвидации [42]. Автор, патентообладатель — Рыбалов Э.А. Дата регистрации в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 23 апреля 2020 г. Срок действия исключительного права на изобретение истекает 18 июля 2039 г.

Публикации по теме исследований

Основные результаты исследований отражены в патенте на изобретение №2719803, а также в 12 печатных работах, в том числе пять статей

опубликованы в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Исходные материалы и личный вклад в решение проблемы

Основополагающими материалами и аргументами для научной проработки поднятых в настоящей работе вопросов являются:

- практический опыт и результаты личных наблюдений, полученные за период производственной деятельности на нефтяных промыслах Западной Сибири, а также в период работы над проектными документами на разработку месторождений нефти и газа в ходе производственных командировок и посещения нефтегазопромысловых объектов добычи УВС (1995–2007 гг.);

- исследования в рамках выполнения научно-исследовательских работ при создании проектных документов на разработку месторождений нефти и газа, проведения их экспертной оценки (Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ, Республика Коми, Самарская область, Калининградская область, Оренбургская область, Пермский край, Краснодарский край и др.), изучения закономерностей (1999–2012 гг.);

- проведенные автором в 2017–2018 гг. работы по ЭПБ документации на консервацию и ликвидацию скважин объектов Волго-Уральского и Западно-Сибирского регионов по эксплуатируемым месторождениям одной из ведущих российских нефтегазодобывающих компаний.

Личный вклад автора состоит в:

- анализе фонда скважин нефтяных и газовых месторождений различных регионов России и установлении количественных показателей ПФС, влияющих на производственную безопасность;

- обосновании концепции совершенствования системы обеспечения производственной безопасности ПФС на основе рационального использования имеющейся геолого-технологической информации с учётом влияния человеческого фактора;

- формулировании идеи научной работы и постановке целей и задач диссертации;

- выявлении специфики и закономерностей эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с позиций организации, выполнения и контроля технологически важных процедур, определяемых нормативными документами в области безопасности, при обслуживании ПФС;

- разработке новой методики оценки опасности ПФС, включающей возможность построения карт/полей опасности ПФС и учитывающей широкий спектр факторов влияния на уровень опасности каждой конкретной скважины;

- разработке мероприятий организационного и технического характера, которые подлежат выполнению со стороны эксплуатирующей организации или недропользователя для обеспечения безопасности ПФС в зависимости от установленного уровня опасности.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка сокращений, списка литературы, трех приложений; содержит 161 страницу, 19 рисунков, 17 таблиц, библиографический список из 169 наименований.

1 АНАЛИЗ ФОНДА СКВАЖИН, НАХОДЯЩИХСЯ В КОНСЕРВАЦИИ И/ИЛИ ЛИКВИДАЦИИ

1.1 Современное состояние проблемы

Крупнейшие нефтегазовые месторождения России характеризуются довольно значительными показателями по числу скважин, выведенных в ПФС. Например, на уникальном Самотлорском месторождении, размеры которого составляют около 80×48 км, и активная эксплуатация ведется с 1969 г., общий фонд скважин насчитывает около 20 тыс., из них в консервации находится около 1 тыс., а ликвидировано более 3 тыс. На Талинской площади Красноленинского месторождения (размеры — около 140 км в длину и 5÷13 км в ширину), разрабатываемого с 1981 г., при существующем фонде около 5400 скважин в состоянии консервации находится 800 скважин, ликвидировано более 900 скважин. Более углубленно вопрос фактического состояния фонда скважин освещен в подразделе 1.1.4.

В то же время в российском нефтегазовом секторе существуют небольшие по площади и запасам сырья месторождения с довольно малым числом скважин (менее 50), значительная часть которых ликвидирована сразу после бурения либо в ходе эксплуатации месторождения.

Очевидно, что месторождения со значительным общим числом скважин и большим числом скважин, выводимых в ПФС, а также месторождения с действующим фондом скважин, который в несколько раз меньше ликвидированного, представляют меньшую угрозу с позиций риска возможных аварий при эксплуатации объекта, по сравнению с месторождениями с полноценно эксплуатируемым фондом скважин, равномерно распределенных по площади в соответствии с проектной плотностью сетки.

Однако, в таких случаях выявляются иные особенности процесса эксплуатации месторождения, когда контроль за скважинами, выведенными в ПФС, по исторически сложившейся практике уходит на последний план,

поскольку главными приоритетами на добывающем промысле являются добыча и оперативное устранение возможных и возникающих аварий и инцидентов.

В российском нефтегазодобывающем секторе числится около 400 тысяч скважин, пробуренных более чем на 2000 месторождениях нефти и газа. Все скважины отнесены к тому или иному ОО «Фонд скважин» и эксплуатируются конкретными предприятиями и иными юридическими лицами, которые являются эксплуатирующими организациями опасных производственных объектов. Имеет место факт существования бесхозных скважин (более 10 тыс.), находящихся в неконтролируемом состоянии. При этом известно, что на разрабатываемых месторождениях значительное количество эксплуатируемых скважин имеют весьма длительный срок эксплуатации.

Начавшаяся в России во второй половине XIX-го столетия добыча УВС за прошедший период истории сместилась с каспийского и кавказского регионов, распространившись на значительной части страны.

Месторождения Краснодарского края, Республики Чечня и других районов юга России давно отметили 100-летнюю дату первых фонтанов и начала полноценной промышленной эксплуатации.

Месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции приближаются к «большому юбилею»: 90 лет в 2019 году отметили предприятия ЛУКОЙЛ-Пермь (Пермский край); «Башнефть» встретила 85 лет башкирской нефти в 2017 году; «Татнефть» отметила 75-летний юбилей в 2018 году.

На месторождениях Тимано-Печоры (Республика Коми, Ненецкий автономный округ) первая нефть получена в 1930 году, после чего планомерное развитие региона в направлении поиска и освоения новых залежей, добычи углеводородов не прекращалось.

В историю добычи Сибирской нефти внесла коррективы Великая Отечественная Война. Активная работа по нефтегазодобыче в данном регионе начата несколько позже (1953 год — газ Березово, 1960 год — нефть Шаима), хотя первые планы и перспективы развития Западной Сибири, как нефтегазоносного бассейна, представлял ещё в 1932 г. академик И.М. Губкин.

В настоящее время активно ведутся работы по промышленному освоению запасов месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока (Республика Якутия, о. Сахалин).

Существует общепризнанная экспертная оценка — скважина, как и любое техническое устройство, либо техническое сооружение, имеет свой определенный срок безопасной эксплуатации.

Например, в настоящее время законодательно установлено, что ни одно построенное в России здание или сооружение не может быть принято в эксплуатацию без четко определенного срока его эксплуатации (ст. 33 [43]). Такой показатель определяется проектной документацией и по большей части составляет 40-50 лет.

В широком кругу специалистов и экспертов, как в области строительства, так и в области разработки нефтяных и газовых месторождений, практически единодушным является мнение о невозможности считать скважину полностью пригодной для безопасной и эффективной эксплуатации при превышении срока ее функционального использования более 40-50 лет с учётом специфических особенностей и факторов геологического характера. И данное мнение соответствует положениям, установленным в федеральных законах и подзаконных нормативных актах, касающихся сроков эксплуатации скважин.

Таким образом, становится очевидным факт, что возраст среднестатистической российской скважины приближается к критическому и ПФС со временем будет только увеличиваться.

На сегодняшний день существуют проблемы, связанные с обеспечением безопасности ПФС, а именно отсутствие системного учета, мониторинга и контроля со стороны владельца и надзорных органов (Ростехнадзор, Росприроднадзор и др.), что приводит к авариям, человеческим жертвам и ущербу окружающей среде.

Российское законодательство предъявляет требования к обеспечению охраны труда, промышленной, пожарной, экологической и других видов безопасности производственных объектов, в зависимости от основного объекта

защиты: человек, оборудование, здания и сооружения, окружающая среда соответственно (рисунок 1.1).

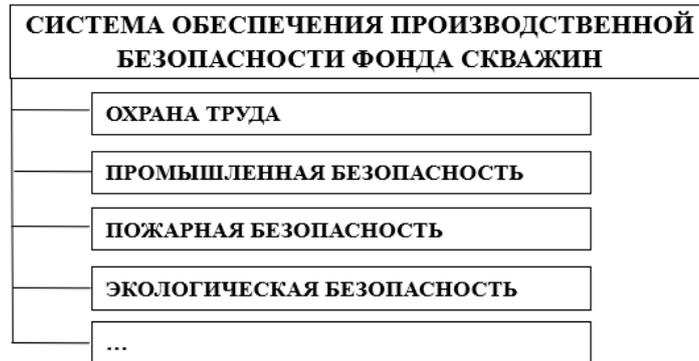


Рисунок 1.1 – Области системы обеспечения производственной безопасности, применяемые для ОО «Фонд скважин»

С целью реализации данных требований и комплексной защиты производственных объектов крупные нефтегазовые компании (более 70 % ПФС принадлежит именно им) применяют интегрированную систему управления производственной безопасностью [44, 45], которая основана на принципе Деминга (Планирование – Функционирование – Аудирование – Улучшение) [46, 47]. На рисунке 1.2 представлена типовая модель системы управления производственной безопасностью [48], в которой выделены элементы, которые будут совершенствоваться при внедрении результатов исследований. Элемент «Контекст организации» при учете ПФС как части ОО «Фонд скважин» — происходит расширение зоны ответственности владельца опасного объекта за счет учета и контроля ПФС, а также учет интересов заинтересованных сторон. За счет мониторинга штатных показателей ПФС, количественной оценки уровня опасности ПФС, непрерывного контроля ПФС со стороны владельца ОО и надзорных органов совершенствуется элемент «Аудит».

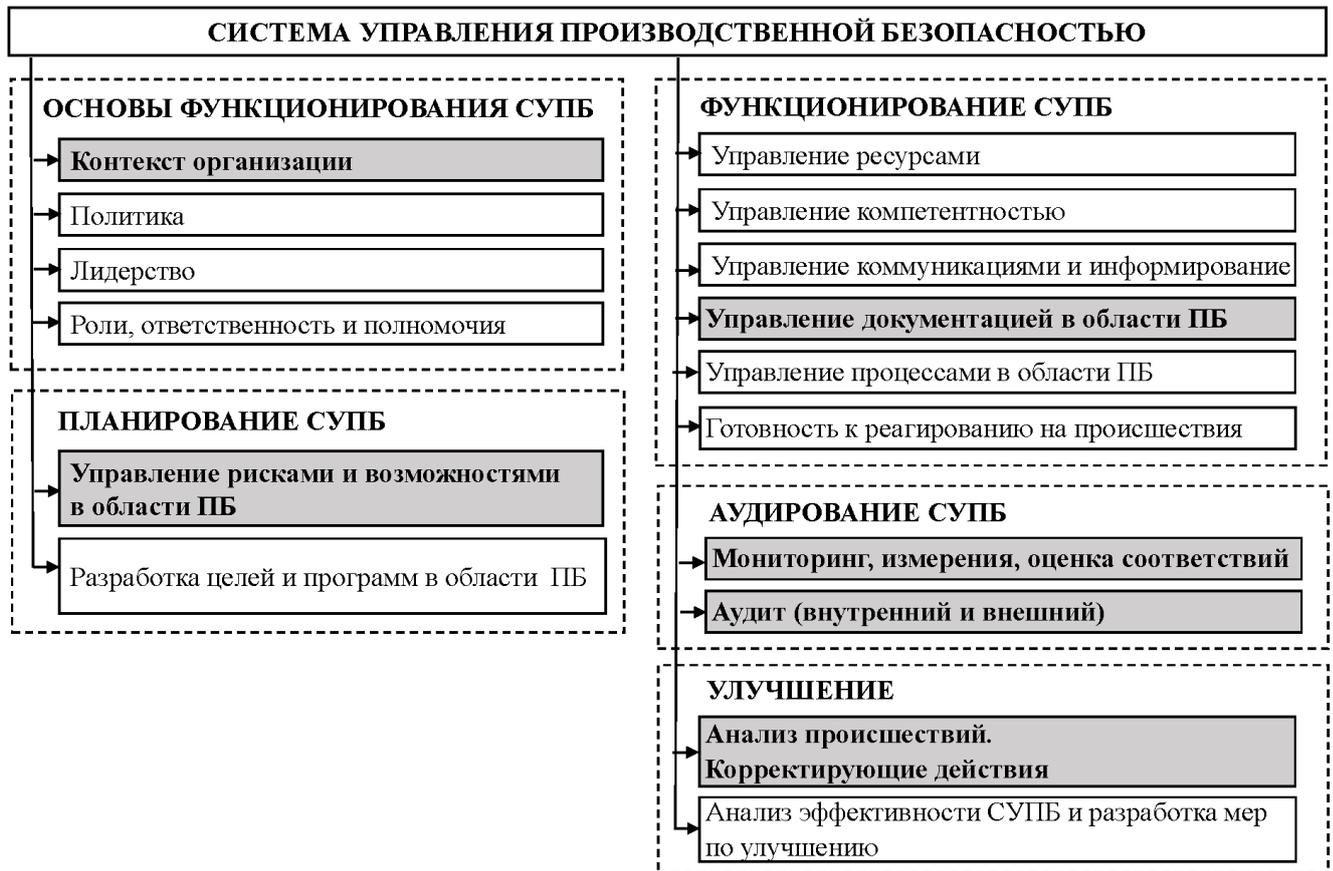


Рисунок 1.2 – Элементы системы управления производственной безопасностью

Использование новой методики будет способствовать повышению информационного обеспечения как самих недропользователей на местах, так и ответственных лиц со стороны контрольно-надзорных органов.

О необходимости действовать в части усиления контроля за состоянием скважин заявляют и крупные российские ученые с мировым именем. Так, на заседании секции «Охрана и рациональное использование недр» при Научно-техническом совете Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор), состоявшемся 22 октября 2019 г. (протокол №1, г. Москва) с докладом выступил д.т.н., профессор, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН) С.Н. Закиров. В докладе были обозначены проблемы современного состояния выведенных из эксплуатации и ликвидированных скважин, которые нашли отражение в Итоговом решении и Рекомендациях, зафиксированных в протоколе заседания НТС:

«1. Рекомендовать МПР (прим. — Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации), Росприроднадзору дать соответствующие распоряжения произвести ревизию всего фонда нефтяных и газовых скважин с целью выявления выведенных из эксплуатации («заброшенных») и ликвидированных скважин, их состояния с точки зрения аварийности и сформировать механизм финансирования необходимого комплекса работ.

2. Рекомендовать создать методологию по системе контроля состояния «старых» и «заброшенных» скважин, а также новых технологий по обеспечению надежной изоляции скважин с учетом возможности притока флюида в не разрабатываемые залежи с больших глубин, что может привести к восстановлению в них давления до уровня начального пластового давления. Рост давления может стать причиной аварийных фонтанов и загрязнения недр земли и водоносных горизонтов.»

На протяжении многих лет различные исследователи акцентируют внимание на проблемах негативных изменений окружающей среды на территориях разработки и эксплуатации месторождений УВС. Предостережения ученых, сопровождаются особым вниманием к методам организации контроля и регулирования технологических процессов в ходе разработки месторождений в целом, и к вопросам контроля за ПФС в частности. Имеются факты, когда контрольно-надзорные органы и непосредственно недропользователи, устанавливают критически важные проблемы со скважинами, пребывающими в ПФС.

Так, в частности, в ходе работы выездного заседания секции «Безопасность объектов нефтегазового комплекса» (прим. — автор входит в состав настоящей секции и принимал непосредственное участие в работе упоминаемого заседания) Научно-технического совета Ростехнадзора (протокол от 06.12.2017 №00-06-09/2678/1, г. Геленджик), при обсуждении вопроса «Рассмотрение изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в части установления требований по наземному исполнению репера на землях сельскохозяйственного

назначения», инициированного специалистами ПАО «Татнефть», был озвучен факт наблюдаемых неконтролируемых утечек газа из ликвидированных скважин, что по определению в терминах Федерального закона [1] является аварией.

Ситуация может стать ещё более напряженной если учесть, что с течением времени неизбежно будет происходить увеличение количества ликвидированных скважин. Это обстоятельство всегда сопровождает длительную эксплуатацию нефтегазовых месторождений, и обусловлено неизбежным «старением» скважин и выводом их в категории пассивного фонда по самым различным причинам.

В разделе 1.1.4 приводятся данные о количестве ПФС по наиболее значимым месторождениям российского нефтегазового комплекса, рассмотрение которых позволяет дать количественную оценку современного состояния ОО «Фонд скважин», а также прогнозировать негативные последствия в случае отсутствия действенных инструментов по контролю за состоянием ликвидируемых скважин.

О последствиях неконтролируемого выброса из скважины очень ярко свидетельствует пример в мировой добыче — скважина Дарваза — полыхающий с 1971 года в Туркменистане (около 270 км от Ашхабада) кратер диаметром около 60 м и глубиной более 20 м. Данный аномальный объект, получивший негласное название «ворота в ад» или «дверь в преисподнюю», образовался в результате работ советских геологов, когда при бурении разведочной скважины геологи наткнулись на подземную каверну (пустоту), из-за чего земля провалилась и образовалась большая наполненная газом дыра. Буровая вышка со всем оборудованием и транспортом провалилась в образовавшуюся дыру, люди при этом инциденте не пострадали. Во избежание воздействия на людей и скот выходящих вредных газов, было решено их поджечь. Геологи предполагали, что пожар через некоторое время потухнет. Однако этого не произошло и теперь природный газ, выходящий из кратера, непрерывно горит днём и ночью уже на протяжении полувека. Ничего живого в ближайшей округе нет.

Будущие поколения людей будут негативно воспринимать возникающие на месте давно уже ликвидированных, некогда продуктивных нефтяных и/или газовых скважин, подобные «очаги».

1.1.1 Нормативная база и проблемы обеспечения безопасности

Документы, действующие в области безопасности при консервации и (или) ликвидации скважин, периодически обновляются и совершенствуются.

Основопологающим документом для обеспечения безопасности при консервации и (или) ликвидации скважин до 01 января 2021 года выступал приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101 [3]. В соответствующих разделах этого документа на основе нормативов прошлых лет [4, 5] были разработаны нормативные требования по вопросам консервации и ликвидации скважин.

С наступлением 2021 года, после проделанной органами исполнительной власти Российской Федерации значительной работы по реализации механизма «регуляторной гильотины», вступил в силу приказ Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 534 [6].

Необходимо отметить, что некоторые позиции (пп. 1501, 1506), прорабатываемые применительно к тематике и в процессе подготовки настоящей диссертационной работы, упомянутым нормативным документом [6] были учтены, и будут применяться в дальнейшей практике эксплуатации месторождений нефти и газа.

Однако, учитывая непродолжительность периода действия вновь введенного нормативного документа [6], в ряде случаев действия организаций, эксплуатирующих ОО «Фонд скважин» (далее — ЭО ОО) вызывают вопросы с точки зрения правомерности применения тех или иных проектных и технических решений.

В сложившейся практике пользователи лицензионных участков недр (как правило — ЭО ОО), на которых выполняется бурение нефтяных и газовых скважин, вправе вести работы после получения лицензии на определенный вид

деятельности (поиски, разведка, добыча и пр.) в соответствии с действующим законодательством в сфере недропользования.

Несогласованность действий недропользователя проявляется в его стремлении действовать, руководствуясь соображениями комплексного подхода и сокращения проектного документооборота, согласовывать и реализовывать решения, прописанные в документации на строительство поисковых и разведочных скважин (на стадиях поисков и разведки), включая в документацию разделы по консервации и ликвидации скважин. Это совершенно не противоречит существовавшей ранее (п. 1265 приказа [3]) и существующей ныне (п. 1501 приказа [6]) нормативной базе именно в части подготовки проектных решений.

Однако не каждая скважина, пробуренная как разведочная или поисковая, в конечном итоге консервируется или ликвидируется. Часто подобные скважины в дальнейшем переводятся в эксплуатационный фонд. И наоборот, не каждая скважина, имеющая назначение эксплуатационной, гарантированно бурится до проектной глубины и вводится в эксплуатацию по своему назначению. При бурении возможны технические аварии, требующие немедленных мероприятий по ликвидации (как самой аварии, так и всей скважины), либо скважину ликвидируют по геологическим причинам.

Кроме того, деятельность организаций (недропользователей), не имеющих лицензии на ведение работ по использованию недр, реализация тех или иных технологических решений на участке недр является незаконной. Автором диссертации при проведении ЭПБ, документация на консервацию и ликвидацию скважин, разработанная в составе проекта на строительство (бурение) скважин и поступающая без оформленной в установленном порядке лицензии на недропользование, незамедлительно отклонялась и возвращалась недропользователю для приведения в соответствие с законом [49].

Аналогичная ситуация возникает на начальных стадиях разработки месторождений на лицензионных участках недр, переданных в пользование эксплуатирующей организации в соответствии с законодательством в сфере недропользования, проектирующей строительство (бурение) скважин с учетом их

консервации и ликвидации, но не включившей в государственный реестр фонд скважин, определяемый действующим законодательством как опасный производственный объект. Подобная ситуация не столь критична, как рассмотренная выше (отсутствие лицензии на недропользование), однако требует от недропользователя скорейшего решения вопроса о законности существования и (в определенных случаях) функционирования ОО «Фонд скважин».

Обобщая изложенное, необходимо отметить, что определяемые требованиями законодательства вопросы разработки проектов (разделов проектов) консервации и (или) ликвидации скважин, а также их дальнейшей обязательной ЭПБ в ряде случаев приобретают неоднозначный характер.

Разведочную скважину, особенно одиночную, строительство которой запланировано на том или ином лицензионном участке в целях поиска, разведки и уточнения геологического строения месторождения в рамках реализации лицензионных обязательств недропользователя (лицензии на геологическое изучение недр), вполне можно ликвидировать или законсервировать по плану изоляционно-ликвидационных работ или консервации без обязательного проведения ЭПБ. В то же время аналогичная разведочная скважина, переведенная в эксплуатацию (добыча, нагнетание) по результатам опробования продуктивных горизонтов, способна проработать десятки лет и лишь потом потребовать проведения соответствующих мероприятий по консервации и (или) ликвидации. Данное утверждение относится ко всем добывающим и нагнетательным скважинам нефтегазовых месторождений. Если использование скважин сопровождаются различными процессами (нормальная эксплуатация, инциденты, аварии, ремонты различной сложности), вопрос проведения ЭПБ документации на консервацию и ликвидацию становится наиболее актуальным для обеспечения дальнейшей безопасности опасного объекта.

Исходя из сложившейся ситуации, вопросы учета законсервированных или ликвидированных в соответствии с нормативными требованиями скважин решаются на уровне территориальных органов власти, осуществляющих функции

контроля и надзора в области промышленной безопасности (территориальные управления Ростехнадзора).

Однако перспективная оптимизация обсуждаемых вопросов с использованием новых методических подходов, разработанных в настоящей диссертационной работе, будет способствовать повышению информационного обеспечения как самих недропользователей на местах, так и ответственных лиц со стороны контрольно-надзорных органов.

1.1.2 Актуальные проблемы при консервации и ликвидации скважин

Существовавшая до 01 января 2021 года нормативная база не определяла требования к исполнителям, оформляющим документацию на консервацию ОО «Фонд скважин» в части конкретизации (установление номеров конкретных скважин, определение сроков консервации) работ по консервации на том или ином месторождении. Например, имеющийся фонд скважин, внесенный в государственный реестр опасных производственных объектов, составляет около 300 единиц.

По условиям эксплуатации месторождения в разные периоды времени (текущий год, следующий год и т.д.) и по различным причинам недропользователь (эксплуатирующая организация) планирует:

а) выполнить консервацию определенного числа скважин, часть из них — сразу после бурения. В этом случае возникают проблемы эффективного учета и контроля выводимых в состояние консервации либо уже законсервированных скважин и их соответствия проектным решениям по консервации. Как следствие, на повестку дня выходят вопросы анализа риска и оценки безопасности ОО «Фонд скважин» в целом. Важнейший из них — установление недропользователем (при составлении проекта консервации) конкретных сроков консервации в соответствии с положениями правил [3, 6];

б) ликвидировать определенное число скважин. При наличии у недропользователя документации на ликвидацию всего фонда скважин данного

месторождения, которая прошла ЭПБ в установленном порядке и получила заключение, внесенное в реестр заключений ЭПБ, возникает вопрос правомерности отнесения той или иной группы скважин, на которых проведены изоляционно-ликвидационные работы и установлена бетонная тумба на устье либо устье заглублено, к ликвидированным, поскольку эта группа скважин — часть общего фонда скважин, составляющего ОО «Фонд скважин». Существующая нормативная база позволяет считать ликвидацию объекта свершившейся только после исключения объекта из государственного реестра [1, 50]. В итоге может образоваться противоречие в документах между фондом ликвидированных скважин месторождения и существующим эксплуатационным фондом скважин. Возникает вопрос легитимности ОО: часть его ликвидирована, при этом ОО в целом продолжает существовать и остается действующим по определению, т.к. внесен в государственный реестр.

С принятием новых нормативных положений по установлению в документации на консервацию и ликвидацию номеров конкретных скважин (п. 1501 правил [6]), а также внесению изменений в документы государственного реестра опасных производственных объектов (п. 1506 правил [6]), ситуация постепенно будет меняться в сторону более четкого понимания реализованных на ОО «Фонд скважин» решений в части консервации и ликвидации скважин.

1.1.3 Характеристика фонда скважин крупнейших месторождений России

Для характеристики и общей оценки современного состояния ОО «Фонд скважин» нефтегазодобывающих объектов России рассмотрены (источник — протоколы ЦКР Роснедр по УВС) количественные данные ряда наиболее крупных и уникальных месторождений УВС:

1. Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение;
2. Самотлорское нефтегазовое месторождение;
3. Приобское нефтегазовое месторождение;

4. Ромашкинское нефтяное месторождение;
5. Федоровское нефтегазовое месторождение;
6. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение;
7. Мамонтовское нефтяное месторождение;
8. Арланское нефтяное месторождение;
9. Ватьёганское нефтяное месторождение;
10. Талинская площадь Красноленинского месторождения.

В таблице 1.1 приводятся обобщенные данные по указанным месторождениям. Принято, что показатель количества скважин в категории «ожидание ликвидации» суммируется с количеством скважин категории «ликвидация» и учитывается в столбце 8. В столбцах 4-8 представлены ориентировочные показатели.

Таблица 1.1 – Обобщенная характеристика фонда скважин по крупнейшим месторождениям России

№ п/п	Месторождение	Год начала эксплуатации (добычи)	Запасы сырья (баланс)	Размеры, (км)	Общий фонд пробуренных скважин с начала разработки, (ед.)	Количество скважин в консервации ⁴ , (ед. / %)	Количество ликвидированных скважин (в т.ч. в ожидании ликвидации), (ед. / %)	Недропользователь (Компания)	Регион
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Самотлорское	1969	Нефть 7 млрд. т	80×48	20 100	1 000 / 5,0	3 000 / 14,9	Роснефть	ХМАО
2	Приобское	1988	Нефть 5 млрд. т	71×51	8 730	100 / 1,1	880 / 10,0	Роснефть	ХМАО
3	Мамонтовское	1970	Нефть 1,4 млрд. т	49×33	5 970	1 260 / 21,1	1 760 / 29,4	Роснефть	ХМАО
4	Федоровское	1973	Нефть 2 млрд. т	57×52	10 300	1 000 / 9,7	1 450 / 14,1	Сургутнефтегаз	ХМАО
5	Лянторское	1978	Нефть 2 млрд. т	70×25	6 000	480 / 8,0	450 / 7,5	Сургутнефтегаз	ХМАО
6	Ромашкинское	1953	Нефть 5 млрд. т	115×75	28 460	490 / 1,7	4 150 / 14,6	Татнефть	Республика Татарстан
7	Арланское	1958	Нефть 1,2 млрд. т	100×25	9 800	450 / 4,6	1 200 / 12,2	Роснефть (Башнефть)	Республика Башкортостан, Республика Удмуртия
8	Ватъеганское	1983	Нефть 1,0 млрд. т	38×31	3 100	920 / 29,7	130 / 4,2	ЛУКОЙЛ	ХМАО
9	Красноленинское (Талинская площадь)	1981	Нефть 1 млрд. т	140×13	5 400	830 / 15,4	950 / 17,6	Роснефть	ХМАО
10	Уренгойское	1978	Газ 16 трлн.м ³	220×60	2 400	70 / 2,9	100 / 4,1	ГАЗПРОМ и др.	ЯНАО
Всего		-	-	-	100 260	6 600 / 6,6	14 070 / 14,0	-	-

Представленные в таблице 1.1 сведения характеризуют общий показатель фонда пробуренных скважин десяти крупнейших российских месторождений УВС, а также соотношение ПФС и общего количества скважин.

Исходя из данных последней строки таблицы 1.1 очевидно, что доля ПФС составляет около 20 % от общего пробуренного фонда. При этом по отдельным месторождениям указанный показатель достигает величины более 50 % (Мамонтовское месторождение).

Выбранные для комплексного анализа и оценки крупнейшие месторождения России в целом характеризуются общим количеством пробуренных скважин порядка 100 000 единиц, что составляет около 25 % всего фонда пробуренных нефтяных и газовых скважин. Такая оценка позволяет считать, что отмеченный тренд в целом отражает и общую долю ПФС по всему фонду российских скважин.

1.1.4 Пути решения проблем при консервации и/или ликвидации скважин

Принимая во внимание ранее перечисленные организационные проблемы, отмеченные тенденции и возникающие вопросы, можно сделать вывод о необходимости принятия решений по формированию оптимальных подходов к организации эффективного учета и контроля законсервированных или ликвидированных скважин как на уровне территориальных органов власти в области промышленной безопасности, так и на уровне недропользователей. Первые шаги к изменению ситуации сделаны на уровне соответствующей государственной структуры (Ростехнадзор). С 01 января 2021 г. вступили в действие изменения в подзаконный нормативный документ [6].

Также, одним из предполагаемых инструментов оптимизации может стать принятие порядка электронного ведения государственного Реестра опасных производственных объектов в сети Интернет. Безусловно, ключевую роль в реализации такого решения также играет федеральный орган исполнительной

власти, осуществляющий функции государственного регулирования в области промышленной безопасности опасных производственных объектов (Ростехнадзор).

Эксплуатирующим и подрядным организациям, привлекаемым к определенному виду работ (в частности, проведение ЭПБ), следует предоставить возможность получения актуализированной информации, находящейся в базе данных с ограниченным доступом.

Предложенный подход позволяет исключить принятие некорректных решений о консервации и/или ликвидации того или иного числа скважин на месторождениях. Электронное ведение Реестра опасных производственных объектов в сети Интернет возможно реализовать по следующей методике. К Реестру подключается файл, который пополняется информацией по мере поступления данных по консервации и ликвидации скважин от организаций, их эксплуатирующих. Доступ к файлу ограничен: разовые и многократные ключи или пароли выдаются эксплуатирующим организациям Ростехнадзором. На договорной основе, а также в рамках процедур, предусматриваемых законодательством при определении исполнителей работ по ЭПБ, эксплуатирующая организация предоставляет доступ к информации организациям для решения определенных задач (участие в закупках, проведение ЭПБ и пр.).

Подобные предложения обсуждались на выездном заседании секции по безопасности объектов нефтегазового комплекса НТС Ростехнадзора (протокол выездного заседания от 11 июля 2018 года №00-06-09-1, г. Омск), нашли поддержку руководящих лиц. В ведомстве осуществляется определенная работа в обозначенном направлении.

Новому направлению решения различных вопросов с нарастающей проблематикой пассивного фонда — разработке новых, комплексных, методических подходов к организации контроля и регулирования — посвящена научная теоретическая часть настоящей диссертационной работы.

1.2 Изученность проблемы эксплуатации ПФС

В целях выявления накопленных знаний по проблемам эксплуатации ПФС в России, проведен анализ и систематизация научной информации для установления корреляционных связей между научными разработками различных авторов и учёных, проведенных в предшествующий период, и научными исследованиями, и положениями, изложенными в настоящей работе. Изучены результаты теоретических исследований, а также информация, полученная на основе анализа данных об авариях и инцидентах, произошедших в процессе эксплуатации ПФС.

Для изучения теоретических разработок проведен ретроспективный анализ изученности научных вопросов в области учёта и контроля ПФС.

1.2.1 Ретроспективный анализ изученности вопросов учёта и контроля состояния ПФС

Изучение материалов диссертационных работ

Для проведения анализа использовались материалы диссертационных работ различных российских исследователей, выполненных в период с 1995 года до 2022 года включительно, с привлечением Интернет-ресурса (www.rsl.ru) Российской государственной библиотеки (далее — ресурс РГБ).

Таблица 1.2 – Количество научных работ по вопросам консервации и ликвидации скважин в России на основе информационного поиска (ресурсы РГБ)

Количество научных работ по вопросам консервации и ликвидации скважин (разделы Техника, Науки о Земле)*			
Год	Общее количество	В т.ч. по направлению "добыча нефти и газа"	%
1	2	3	4
1995	5	1	20,0
1996	5	2	40,0
1997	7	4	57,1
1998	22	4	18,2
1999	47	17	36,2
2000	54	20	37,0
2001	71	12	16,9
2002	99	24	24,2
2003	74	15	20,3
2004	134	25	18,7
2005	139	53	38,1
2006	121	28	23,1
2007	114	25	21,9
2008	71	22	31,0
2009	97	31	32,0
2010	95	27	28,4
2011	87	33	37,9
2012	63	21	33,3
2013	54	20	37,0
2014	44	8	18,2
2015	49	7	14,3
2016	29	9	31,0
2017	19	2	10,5
2018	38	4	10,5
2019	27	1	3,7
2020	20	1	5,0
2021	17	1	5,9
2022	15	1	6,7
Всего:	1617	418	26,2

* - общее количество работ, в т.ч. по направлениям:

- рудные месторождения;
- угольные разрезы и шахты;
- подземные хранилища газа;
- подземные воды;
- геология, геофизика, география;
- полигоны размещения отходов (ТБО, радиоактивные и пр.);
- основания и фундаменты.

Наибольший объем выполненных исследований в рамках диссертационных работ отмечается в период 2002-2012 гг., после чего проявляется устойчивая тенденция к снижению, как общего количества исследовательских работ, так и работ, непосредственно связанных с нефтегазовой сферой деятельности.

По данным таблица 1.2 можно сделать вывод, что более четверти (26,2 %) работ посвящено изучению проблем непосредственно в области нефтегазового сектора, причём в различные годы это соотношение достигает 40 %.

Всего несколько работ [38-41] посвящены исследованию в области учёта влияния на процесс нефтегазодобычи показателя «человеческий фактор».

В данных научных работах авторами уделено внимание и проведена глубокая проработка вопросов, касающихся темы влияния внешних воздействий, действий и ошибок персонала на производственные процессы. В работе [38] выдвинута и экспериментально доказана концепция снижения риска аварийности и травматизма в нефтегазовой промышленности на основе человеческого фактора.

Вместе с тем, выполненные исследования [38-41] не затрагивают аспектов формирования единообразного методического подхода к контролю и регулированию уровня безопасности непосредственно на ОО «Фонд скважин».

Анализ печатных изданий

Для проведения анализа были использованы архивные копии ведущих российских изданий (из общего перечня рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК) в области добычи и эксплуатации месторождений нефти и газа, а также бурения, охраны окружающей среды и в области безопасности опасных объектов за период 2008-2022 гг.

В таблице 1.3 приводится обобщенная информация по результатам выполненного анализа.

Таблица 1.3 – Количество опубликованных научных статей по проблемам безопасности, консервации, ликвидации скважин в журналах за период 2008-2022 гг.

№п/п	Издание\год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Всего
1	Бурение и нефть	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2
2	Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Нефтепромысловое дело	0	2	1	1	0	0	0	1	0	1	2	1	1	0	0	10
4	Нефтяное хозяйство	0	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	3
5	Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море	0	0	1	0	2	1	0	0	1	0	1	1	0	0	0	7
6	Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе	1	0	1	0	2	3	0	0	0	0	3	2	0	0	1	13
7	Безопасность труда в промышленности	0	1	5	5	4	1	0	3	2	1	3	3	2	1	1	32

Необходимо отметить следующие, эпизодические факты, установленные в ходе проведенного анализа.

В журнале «Бурение и нефть» за весь исследованный период отмечено только две статьи, одна из которых посвящена вопросам аттестационной подготовки и повышения профессионального уровня работников организаций нефтегазового комплекса [51].

В журнале, посвященном вопросам геологии, геофизики и разработки нефтяных и газовых месторождений не отмечено ни одной статьи в ареале проводимых исследований.

В журнале «Нефтепромысловое дело» отмечено 10 научных публикаций по темам оценки риска [52, 53, 54], влияния человеческого фактора [55], построения карт [56] и различным вопросам ликвидации [57, 58, 59]. Однако ни в одной из этих статей не встречено исследований, аналогичных проводимым в рамках настоящей диссертационной работы.

В журнале «Нефтяное хозяйство», являющемся признанным авторитетным изданием в области процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, за весь исследованный период отмечено три публикации со следующими темами, также имеющими схожую исследовательскую направленность:

- в статье [60] предложена система подготовки операторов по добыче нефти на основе компьютерных технологий.

- в статье [61] сделан вывод, что в условиях действующих норм и правил в сфере эксплуатации ОО, при выполнении консервации и ликвидации следует руководствоваться стандартами организаций (СТО), разработанными и утвержденными в порядке, установленном законодательством.

- статья [62] посвящена теме развития систем управления промышленной безопасностью предприятий нефтегазового комплекса, внедрения автоматизированных комплексов оценки профессионально важных качеств рабочих основных профессий, а также оперативного персонала, определяющих

готовность персонала не только к действиям в нештатных ситуациях, но и к проведению работ повышенной опасности.

- в статье [63] предложена система подготовки операторов по добыче нефти на основе компьютерных технологий.

- в статье [64] сделан вывод, что в условиях действующих норм и правил в сфере эксплуатации ОО, при выполнении консервации и ликвидации следует руководствоваться стандартами организаций (СТО), разработанными и утвержденными в порядке, установленном законодательством.

- статья [65] посвящена теме развития систем управления промышленной безопасностью предприятий нефтегазового комплекса, внедрения автоматизированных комплексов оценки профессионально важных качеств рабочих основных профессий, а также оперативного персонала, определяющих готовность персонала не только к действиям в нештатных ситуациях, но и к проведению работ повышенной опасности.

В журнале «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» отмечено семь публикаций. По большей части они касаются вопросов непосредственно ликвидации скважин и затрагивают такие аспекты в данном конкретном направлении как ликвидация скважин на заозеренной территории [66], надежность ликвидации скважин, выполнивших свое назначение [67], ликвидация скважин подземных хранилищ газа [68], экологические аспекты ликвидации морских поисковых и разведочных скважин [69] и другие статьи [70, 71]. Однако, поднимаемые в опубликованных статьях вопросы не имеют тесной смысловой связи с разрабатываемой в рамках настоящей диссертации спецификой.

В журнале «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе» в результате анализа отмечено 13 статей. Анализ показал, что в некоторой степени, можно наблюдать определенную схожесть ряда статей с изучаемой автором проблематикой. Так, в статье [72] прослеживается проработка вопроса прогнозирования аварий и катастроф на опасном производственном объекте на основе индикаторов промышленной безопасности. В статье [73] поднимаются

вопросы построения полей потенциального риска от возможных аварий на различных объектах нефтегазового комплекса на основе применения программного комплекса «БАЯЗЕТ» и его возможности по автоматизации процесса разработки деклараций промышленной безопасности. В статье [74] представлены результаты работы, направленной на создание системы удаленного наблюдения за содержанием опасных компонентов в приустьевом пространстве ликвидированных скважин (поисковых, оценочных и других), вскрывших пласты с высоким содержанием сероводорода.

Ряд статей [75, 76] посвящен вопросам технологий глушения, исследования, охраны окружающей среды при ликвидации скважин и др.

Отдельно можно выделить статьи по вопросам культуры безопасности на предприятии топливно-энергетического комплекса, изучению вопросов профессионально важных качеств, необходимых операторам по добыче нефти и газа для безопасного проведения работ на опасном объекте [77, 78, 79, 80, 81]. В основном, результаты этих исследования опубликованы Е.В. Глебовой и А.Т. Волохиной, которые также ранее были отмечены. По мнению автора, исследования этих ученых являются наиболее близкими по сути к его научным разработкам именно в части изучения проблем, связанных с вопросами квалификационных характеристик персонала и показателя «человеческий фактор».

Две статьи журнала «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе» опубликованы автором [82, 83] и затрагивают тематику использования методов экспертных оценок, кластеризации, применяемую в рамках настоящей работы.

Наибольшим объемом результатов работ в исследуемой области характеризуется журнал «Безопасность труда в промышленности», за исследованный период отмечено 32 статьи.

Статьи [84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91] посвящены непосредственно различным вопросам влияния показателя «человеческий фактор» на риск аварий, производственный травматизм.

В статьях [92, 93, 94] изучаются вопросы культуры производственной безопасности, оценки компетентности специалистов.

Применение методов ранжирования и картирования описывается в статьях [95, 96, 97], включая одну авторскую разработку [97].

Вопросам оценки риска, управления промышленной безопасностью и регулирования уровня промышленной безопасности, включая нормативное, посвящены статьи [98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110].

Одна статья [111] затрагивает важнейшие вопросы классификации аварийных происшествий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса.

Кроме этого, статья [112] непосредственно по теме исследований опубликована автором.

В публикациях зарубежных исследователей [113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128] уделяется внимание изучению вопросов: анализа опасностей, возникающих из-за человеческого фактора на одной из наземных буровых площадок на юге Ирана [116]; оценки воздействия и ранжирования опасностей при оценке потенциального воздействия на здоровье населения восьми опасностей, связанных с процессом добычи нетрадиционного природного газа в штате Мэриленд [117]; оценки экологических последствий утечки углеводородов на ликвидированных скважинах [120]. Однако, несмотря на отмечаемый в публикациях [121-124] повышенный интерес со стороны органов государственного регулирования различных стран к вопросам содержания ПФС, результаты исследований, составляющих полную аналогию с реализованными автором настоящей работы, не выявлены.

Изучение патентных материалов

В рамках законодательно установленных процедур по оформлению патента на изобретение специалистами Федерального института промышленной собственности был осуществлен процесс информационного поиска, который указал на отсутствие аналогичных материалов и зарегистрированных прав интеллектуальной собственности по заявленному направлению.

Изучение научно-методических материалов

На сегодняшний день существует ряд методик, позволяющих оценить уровень риска производственного объекта на основе балльных оценок:

1. Методика определения риск-ориентированного интегрального показателя промышленной безопасности (РОИП ПБ), которая не является утвержденной соответствующим органом исполнительной власти и не была выпущена в качестве официального документа [20];

2. Методики балльной оценки для магистральных трубопроводов, утверждённые приказами Ростехнадзора и опубликованные в качестве Руководств по безопасности [21, 22, 23];

3. Методика, разработанная для объектов металлургии [24].

Учитывая специфическую направленность работ [21-24], которая обуславливает полное исключение из внимания физически важных параметров работы ПФС в период их эксплуатации по проектному назначению, результаты данных разработок могут использоваться только в качестве ориентировочных.

Следует отметить определенную схожесть в применяемых научно-аналитических подходах, реализованных в методике РОИП ПБ. В частности, использованы схожие приемы формирования балльных оценок, определения лингвистических переменных (отлично, хорошо, удовлетворительно, плохо, очень плохо), соответствующих тем или иным значениям получаемых диапазонов показателей РОИП ПБ.

В рамках настоящей работы был реализован тестовый расчёт, результаты которого приводятся в разделе 2.5, показавший сопоставимость получаемых итоговых оценок по методике РОИП ПБ и методике, разработанной автором.

Однако, важно отметить, что методика определения РОИП ПБ не предполагает детального учёта всех факторов, характеризующих историю эксплуатации скважины, а также, в сравнении с предлагаемым автором настоящего исследования подходом, учитывает влияние человеческого фактора на итоговые показатели опасности только посредством рассмотрения квалификации персонала. Кроме этого, в ходе оценки РОИП ПБ рассматривается

94 параметра, которые фактически необходимо оценить для каждой скважины, что влечет за собой продолжительный период оценки скважин (включая ПФС) на месторождениях с большим фондом скважин. Наряду с этим, при реализации расчётов по данной методике, выделяется ряд (порядка 20-ти) показателей, которые приводят к повышению затрат времени и людских ресурсов.

В таблице 1.4 приводится краткий перечень, характеризующий основные преимущества и недостатки анализируемых методик.

Таблица 1.4 – Характеристика методик определения показателей опасности для различных ОО

№ п/п	Методика	Преимущества	Недостатки
1	Методика определения риск-ориентированного интегрального показателя промышленной безопасности (РОИП ПБ)	<ul style="list-style-type: none"> - охватывает широкий спектр наименований опасных производственных объектов, включая раздел «Скважина»; - учитывает показатели по производственному персоналу 	<ul style="list-style-type: none"> - не является официально опубликованным (утвержденным) документом; - не характеризует опасность ПФС с учетом истории эксплуатации каждой скважины; - не предусматривает графического представления опасных зон; - включает показатели, не являющиеся необходимыми (например, аммиак; нитрат аммония в форме удобрений; фосген; цианистый водород; алкилы свинца; количество горючих жидкостей, находящихся на складах и базах) для оценки опасности скважин; - содержит значительный массив исходных данных для оценки, требующий

№ п/п	Методика	Преимущества	Недостатки
			<p>не всегда обоснованных затрат времени и людских ресурсов;</p> <ul style="list-style-type: none"> - предполагает использование комплексной системы информатизации (КСИ) Ростехнадзора при определении инспектором значений факторов (в баллах), при этом в случае, если в КСИ Ростехнадзора не указана необходимая информация, то инспектор заполняет информацию, основываясь на своем опыте и знаниях
2	<p>Оценка производственной безопасности металлургического производства</p>	<ul style="list-style-type: none"> - для оценки производственной безопасности на металлургическом предприятии применена серия балльных оценок факторов опасности; - позволяет определять величины риска причинения вреда (ущерба) жизни и здоровью человека во время его трудовой деятельности 	<ul style="list-style-type: none"> - скважины не рассматриваются; - не учитывается влияние человеческого фактора на показатели опасности ПФС; - не предусматривается графического представления опасных зон
3	<p>Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на конденсатопроводах и продуктопроводах</p>	<ul style="list-style-type: none"> - для оценки показателя опасности на опасных производственных объектах применена серия балльных оценок факторов опасности по отдельным группам; 	

№ п/п	Методика	Преимущества	Недостатки
		<p>- позволяет получать оценку ожидаемой частоты аварий и инцидентов с разгерметизацией трубопровода на сухопутном участке трубопровода, как обобщенного показателя опасности</p>	
4	<p>Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов</p>	<p>- для оценки показателя опасности на опасных производственных объектах применена серия балльных оценок факторов опасности по отдельным группам; - позволяет получать оценку локальной частоты аварий, как обобщенный показатель опасности</p>	<p>- скважины не рассматриваются; - не учитывается влияние человеческого фактора на показатели опасности ПФС; - не предусматривается графического представления опасных зон</p>
5	<p>Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа</p>	<p>- для оценки показателя опасности на опасных производственных объектах применена серия балльных оценок факторов опасности по отдельным группам; - позволяет получать оценку ожидаемой частоты аварий на участке газопровода, как обобщенный показатель опасности</p>	
6	<p>Способ построения карт/полей опасности ПФС [129, 130, 131, 132]</p>	<p>- для оценки показателя опасности на ОО применена серия балльных</p>	<p>- применяется только для ПФС</p>

№ п/п	Методика	Преимущества	Недостатки
		оценок факторов опасности; - характеризует опасность ПФС с учетом истории эксплуатации каждой скважины; - учитывает влияние человеческого фактора на показатель опасности по каждой скважине ПФС; - предусматривает графическое представление опасных зон	

1.2.2 Характеристика аварийности при эксплуатации ПФС

В целях изучения статистических данных о фактах аварий и инцидентов, произошедших на российских пассивных скважинах были привлечены материалы отчетности о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ за период 2004-2022 годы [133].

Кроме этого, были приняты во внимание данные Отчётов Международной ассоциации производителей нефти и газа (IOGP) [134, 135].

Анализ информации из указанных источников позволяет сделать следующие выводы: объем информации по фактически зафиксированным случаям аварий на ПФС крайне незначителен; за исследованный период отмечено только три случая аварий (таблица 1.5), причём последний отображен в таблице по данным российских средств массовой информации, опубликованным сразу после происшествия [136].

Таблица 1.5 – Информация по случаям аварий на ПФС

Дата и место аварии	Описание аварии и основных причин	Масштабы развития аварии, максимальные зоны действия поражающих факторов
19.09.2010 Филиал ООО «Аргос» – ЧУРС	На скважине № 560 куст 85 Шагиртско-Гожанского месторождения (Пермский край) проводились работы по ее расконсервации. При проведении опрессовки эксплуатационной колонны азотно-воздушной смесью с помощью станции передвижной азотной ПКСА-5/101 произошел <u>взрыв</u> с разрушением элементов компоновки устья скважин. В результате расследования установлено, что работы проводились при отсутствии организационно-технических мероприятий, регламентирующих безопасное ведение работ по опрессовке скважин с использованием азотных установок	В результате взрыва погиб помощник бурильщика капитального ремонта скважин 5-го разряда, два бурильщика КРС получили травмы средней тяжести
20.04.2012 ООО «Башнефть- полюс»	В ходе работ по расконсервации скважины №11 «Варктнавская» месторождения имени Романа Требса произошла <u>утечка</u> примерно 600 т газонефтяной смеси через незагерметизированное устье скважины	Загрязнена значительная площадь земли
14.03.2021 АО НПЦ «Недра»	На въезде в Абинск по автодороге Краснодар - Абинск, при демонтаже бесхозной, не эксплуатируемой с 1949 г. газовой скважины произошло кратковременное <u>возгорание газа</u> (факельное горение) с последующим горением передвижной буровой установки на базе автомобиля КРАЗ	Пострадавших нет

Необходимо отметить, что такая картина отображения аварийности на ПФС в официальных источниках обусловлена рядом причин, первая из которых кроется непосредственно в самой сути — состояние скважины. Априори подразумевается, что скважина является безопасной, поскольку на ней проведены все необходимые работы, отвечающие нормативным требованиям. В указанных случаях основу составляют нормативные документы [3-6].

Учитывая подобный априорный подтекст, недропользователи (ЭО ОО), к сожалению, предпринимают все усилия для сокрытия фактов нарушения требований безопасности, а это не всегда полное выполнение, а иногда и отсутствие выполненных мероприятий, отвечающих требованиям нормативных документов [3-6]. Следствия таковых нарушений — преимущественно незначительные выбросы и утечки из пассивных скважин. Недропользователи стараются предпринять все возможные оперативные меры к устранению аварий и их последствий, не сообщают в контролирующие органы о фактах случившихся аварий. Всё это делается в целях сохранения благоприятного «фона» общей статистики аварий по добывающему предприятию (компания, холдингу).

Однако если обратиться к деталям, к примеру, последней аварии (таблица 1.4), которую скрыть не удалось, т.к. произошла она на глазах многих очевидцев, становятся ясными все допущенные нарушения норм и правил в области безопасности. Бесхозная, фактически «заброшенная» с 1949 года скважина, документально не охарактеризована ни состоянием консервации, ни состоянием ликвидации. Находясь в состоянии полного отсутствия контроля и простаивая десятилетиями, к моменту аварии она накопила в приустьевой части некую величину давления газа, который при первых же подготовительных работах по ликвидации скважины (раскопка шурфов вблизи скважины) вырвался наружу и загорелся. Пожар довольно быстро был локализован, человеческих жертв удалось избежать, однако материальный и экологический ущерб от аварии был зафиксирован (сгорел передвижной агрегат, произошло локальное загрязнение близлежащей территории). Данный случай является наиболее ярким примером возникновения аварии на скважине в неконтролируемом состоянии.

Наряду с приведенными фактическими данными, в последнее время указанная проблематика по «бесхозным» скважинам ПФС также подтверждается официальными извещениями, опубликованными в рамках деятельности НТС Ростехнадзора (протокол заседания секции №6 «Безопасность объектов нефтегазового комплекса» от 22 июня 2023 г. №ЗС-06-02-06/23). Так, на

заседании секции НТС в докладе руководства секции (Ю.Л. Нестеров) были приведены следующие официальные данные (из стенограммы доклада):

«К непростой специфике проводимых работ по бурению, освоению, реконструкции, ремонту, ликвидации, консервации скважин, добавляется проблема, вызванная необходимостью восстановления ранее ликвидированных скважин. Еще сложнее ситуация с нераспределенным фондом скважин, не внесенных в реестр ОПО, находящихся в нерабочем и вообще в непрогнозируемом с точки зрения опасности состоянии по причине отсутствия документации на скважину.

В связи с этим возникают риски, связанные с причинением вреда жизни и здоровью, нанесения ущерба охраняемым законом ценностям.

Как правило последствия несоблюдения требований безопасности приводят к:

- открытым фонтанам (неконтролируемый выброс) нефти и газа или грифонообразование;
- полному или частичному разрушению приустьевоего оборудования, обвязки скважин;
- выбросу воспламеняющегося и (или) горючего вещества с последующим пожаром на технологическом оборудовании, сооружениях, технических устройствах.

Отмечу лишь два произошедших техногенных события не классифицируемых, в соответствии с законодательством в области промышленной безопасности, как авария, по причине того, что ликвидированные скважины не находились в составе ОПО, например:

26 апреля 2023 г. подрядной организацией ООО «Виллойбурсервис» на территории Тектуйского участка недр Республики Саха (Якутия), пользователь недр АО «АЛРОСА-Газ», при проведении работ по восстановлению ранее ликвидированной скважины № 99, в частности при освоении скважины методом компрессирования азотом, произошел случай резкого выброса газа в емкость объемом 25 м³ ГНВП с переходом в открытый фонтан и последующим

возгоранием газовой смеси. В результате происшествия пострадали 9 человек, из них 2 в тяжелом состоянии. Скважина № 99 Тектуйского участка недр находилась длительное время в ликвидации, в составе ОПО не зарегистрирована. Учитывая, что скважина на момент происшествия, не являлась поднадзорным объектом, расследование произошедшего группового несчастного случая проводится Государственной инспекции по труду, в работе которой принял участие представитель Ростехнадзора.

Ранее, 28 ноября 2021 года в Ростовской области на скважине №2 Романовского месторождения Верхнеобливского лицензионного участка недр ООО «Юг Гео» также при проведении работ по восстановлению ранее ликвидированной скважины произошел взрыв из-за химических превращений и повышения температуры и давления внутри скважины, ввиду применения реагентов, содержащих пероксид водорода. Скважина также не идентифицирована как ОПО, ввиду её ликвидации. В результате происшествия пострадали три работника подрядной организации, двое из них в тяжелом состоянии, один погиб. Расследование несчастного случая проводилось Государственной инспекции по труду».

ВЫВОДЫ К РАЗДЕЛУ 1

1. В Российской Федерации пробурено более 400 тыс. нефтяных и газовых скважин, которые, в основном, принадлежат субъектам хозяйственной деятельности в области поисков, разведки и добычи углеводородов. Однако имеет место факт существования «бесхозных» скважин, находящихся в неконтролируемом состоянии, что приводит к авариям. Тенденция роста числа скважин, выводимых в ПФС, является неизбежным следствием физического «старения» существующих эксплуатационных скважин. Исходя из данных по 10-ти крупнейшим месторождениям России порядка 20 % скважин относятся к ПФС.

2. Анализ аварийности ПФС показал, что ПФС не менее опасен чем ОО «Фонд скважин», что подтверждает необходимость его учета, непрерывного

мониторинга, оценки уровня опасности и контроля. Выдвинута концепция, которая заключается в принципиальном изменении отношения к ПФС. На сегодняшний день ПФС не рассматриваются как опасные производственные объекты, не осуществляется надзор, не оценивается их уровень опасности, что приводит к возникновению аварий и несчастным случаям.

3. В условиях отсутствия единой методики эффективного учёта и контроля состояния российских ПФС образуется необходимость формирования механизма оценки опасности для повышения уровня безопасности опасных объектов, в том числе в случае возникновения аварий на ОО «Фонд скважин». Разработка методики оценки опасности ПФС позволит усовершенствовать такие элементы системы управления производственной безопасностью как «Управление рисками и возможностями в области ПБ», «Управление документацией», «Мониторинг, измерения, оценка соответствий» и «Аудит».

4. Проведенный анализ существующей научной литературы подтверждает отсутствие подобных научных разработок, что также подтверждено в ходе независимой оценки и информационного поиска при оформлении патента на изобретение.

2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ОПАСНОСТИ ПФС

2.1 Выбор критериев оценки опасности ПФС

Имеющийся в арсенале специалистов инженерных служб нефтегазодобывающих организаций инструментарий для аналитических оценок и формирования производственных планов и программ по повышению безопасности, уровня безопасности на конкретных участках месторождений, представляет собой специфический и разрозненный массив информации в виде электронных баз данных, а также в виде отчетов на бумажных носителях, табличных данных, графиков, карт текущего состояния разработки и др.

В случае необходимости руководители нефтегазодобывающих предприятий и организаций, а также структурных подразделений нефтегазовых компаний, имеют возможность получать общее представление об уровне безопасности какого-либо ОО «Фонд скважин» в текущий момент, опираясь на информацию «снизу», поступающую в различной форме от специалистов инженерных служб, ответственных за обеспечение безопасности скважин. Подготовка такой информации требует значительного времени.

Для оценки опасности ПФС на практике используются различные критерии. Явными являются такие как: объем добываемой нефти (газа), проявление грифонообразования, проявление межколонных давлений, опасность выбросов опасных веществ (нефть, газ) ввиду коррозионного износа устьевой обвязки скважин, возможность возгорания и взрыва при выбросах, возможность образования пожаров на прилегающей окружающей территории, особенно в случаях «заброшенных» скважин (Северо-Кавказская нефтегазоносная провинция) с последующим возникновением очага пожара, опасного для населения близлежащих территорий.

Для определения необходимых и достаточных критериев опасности ПФС использовался метод экспертных оценок. При этом привлекались эксперты, соответствующие следующим требованиям:

- опыт работы в нефтегазодобывающей организации (не менее пяти лет);
- опыт проведения экспертизы промышленной безопасности документации на консервацию и/или ликвидацию скважин (не менее пяти экспертиз);
- опыт подготовки (разработки) документации на строительство, консервацию и/или ликвидацию скважин (не менее пяти комплектов документации);
- опыт проведения государственной/негосударственной экспертизы документации на строительство скважин (не менее пяти экспертиз);
- публикации по тематике «Строительство, консервация, ликвидация скважин» (не менее одной публикации);
- опыт участия в научно-технических конференциях с докладом по теме «Строительство, консервация, ликвидация скважин» (не менее одной конференции);
- опыт проведения документальных проверок и контрольной деятельности в области эксплуатации ОО «Фонд скважин» (не менее трёх проверок).

Эксперты отбирались таким образом, что учитывалось их соответствие одному или одновременно нескольким вышеуказанным требованиям.

В результате была сформирована группа экспертов из семнадцати человек, представляющих различные нефтегазовые, научные, экспертные и контролирующие организации (ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ООО «НОВАТЭК НТЦ», ООО «Петро Велт Технолоджис», ООО «РН-БашНИПИнефть», Институт «ТатНИПИнефть»" ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ЗАО НТЦ ПБ, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору).

Для реализации метода экспертных оценок была разработана анкета в yandex-форме (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Анкета для определения критериев влияния на опасность скважины ПФС

ЭКСПЕРТНЫЙ ОПРОС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ОПАСНОСТИ/БЕЗОПАСНОСТИ СКВАЖИН, НАХОДЯЩИХСЯ В СОСТОЯНИИ КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ				
<i>Уважаемый эксперт!</i>				
Предлагаем Вам пройти анонимный опрос для определения критериев оценки опасности/безопасности скважин, находящихся в состоянии консервации и ликвидации				
В анкете приведен перечень возможных критериев для оценки опасности/безопасности скважин, находящихся в состоянии консервации и ликвидации. Вам необходимо указать, согласны Вы или не согласны с тем, что учёт предложенных критериев необходим при оценке опасности/безопасности скважин, поставив символ «V» или «+» напротив соответствующего утверждения:				
№п/п	Критерии	Согласны ли, что предложенный критерий необходим при оценке опасности скважины?		
		Не согласен	Сомневаюсь	Согласен
1	Год строительства (характеристика «возраста» скважины)			
2	Состояние скважины (определение текущего состояния скважины – консервация, ликвидация, ожидание ликвидации – и выполнения регламентированных мероприятий для обеспечения безопасности)			
3	Назначение скважины (характеристика проектного назначения скважины – добывающая/нагнетательная)			
4	Накопленный отбор нефти/газа (характеристика скважины по одному из ключевых показателей отбора УВС)			
5	Дебит нефти/газа (характеристика скважины по суточной добыче УВС на момент остановки, определяющая количество опасного вещества на скважине)			
6	Дебит жидкости (характеристика скважины по суточной добыче нефтегазоводяной смеси на момент остановки)			
7	Обводненность (характеристика снижения степени опасности скважины от высокого дебита жидкости и высокой обводненности)			
8	Газовый фактор (определение (для нефтяных скважин) степени опасности, обуславливаемой наличием попутного нефтяного газа)			

9	Наличие газовых шапок (определение влияния на показатели эксплуатации скважины «прорывного» газа из газовых залежей и «газовых шапок»)			
10	Наличие ММП (определение особенностей строительства (бурения) скважины и устойчивости обсаженного и зацементированного ствола скважины с учётом влияния многолетнемерзлых пород)			
11	Общая характеристика пласта (характеристика наиболее важных параметров – глубина залегания, соотношение проницаемости и продуктивной толщины, пластовые давления – определяет показатели работы скважины в комплексе)			
12	Наличие грифонов (характеристика опасности возникновения и (или) выхода газа на поверхность)			
13	Наличие базы МКД (определение эксплуатационных показателей герметичности, надежности и безопасности скважины, прочностных характеристик конструкции скважины с учётом влияния межколонных давлений)			
14	Наличие базы ЗЦ и МПП (определение выявленных при периодическом обследовании технического состояния эксплуатационной колонны факты межпластовых перетоков, заколонной циркуляции пластовых флюидов, поступления «чужой» воды и пр.)			
15	Содержание серы (определение содержания сернистого водорода в продукции скважины – критерий, определяющий класс опасности скважины)			
16	Наличие/отсутствие механических примесей в продукции скважин (определение содержания механических примесей в поверхностных пробах продукции скважины)			
17	Наличие/отсутствие смол, асфальто- и парафиноотложений в продукции скважин (определение содержания в продукции скважины химических соединений, оказывающих негативное влияние на эксплуатацию)			

18	Численный состав операторов (принимается во внимание количество операторов по добыче нефти и/или газа в бригаде в соответствии со штатным расписанием ($N_{оп.шт}$) и их фактическое количество ($N_{оп.ф}$))			
19	Численный состав слесарей (принимается во внимание количество слесарей в бригаде в соответствии со штатным расписанием ($N_{сл.шт}$) и их фактическое количество ($N_{сл.ф}$))			
20	Квалификация персонала по разрядам (принимается во внимание количество операторов и слесарей (работников) в бригаде с присвоенным квалификационным разрядом)			
21	Квалификация персонала по опыту работы (определяется исходя из требований к квалификации (знаниям, навыкам и опыту) в соответствии с профессиональными стандартами и локальными нормативными документами организации)			
При наличии критериев опасности/безопасности скважин, не включенных в перечень данной анкеты, но требующих, по Вашему мнению, внимания, просим указать их:				
Критерии опасности/безопасности, требующие обязательного включения в перечень		Критерии опасности/безопасности, которые ни при каких условиях не стоит включать в перечень		
Благодарим за участие в опросе!				

При заполнении анкеты экспертам предлагалось поставить символ «V» или «+» напротив одного из следующих утверждений:

- «не согласен» (балл «-1»);
- «сомневаюсь» (балл «0»);
- «согласен» (балл «+1»).

После получения результатов анкетирования, с целью оценки компетентности ответов экспертов с помощью приема, основанного на оценке близости мнения эксперта к среднему мнению всех участников опроса, производились процедуры математической обработки [137, 138] (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Схема определения компетентности экспертов

Шаг	Описание процедур
1	<p>Каждый i-й эксперт ($i=1, 2, 3, \dots, 19$) оценивает все предложенные критерии опасности скважин. Эксперту предлагалось установить балл (1; 0; -1) каждого j-го критерия ($j=1, 2, 3, \dots, 21$). После обработки результатов опроса всех экспертов, все полученные данные сведены в матрицу мнений каждого i-го эксперта относительно значимости всех критериев:</p> $\begin{bmatrix} a_{11} & a_{21} & a_{n1} \\ a_{12} & a_{22} & a_{n2} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{1k} & a_{2k} & a_{nk} \end{bmatrix}$ <p>где a_{nk} – мнение n-го эксперта относительно k-го фактора (приложение Б, таблица Б.1)</p>
2	<p>Определяется среднее значение модуля оценки j-го критерия по всем экспертам \bar{a}_j</p> $\bar{a}_j = \frac{\sum_{i=1}^n a_{ij}}{n}$ <p>где a_{ij} – мнение i-го эксперта относительно j-го критерия n – количество экспертов (приложение Б, таблица Б.2)</p>
3	<p>Определяется отклонение мнения каждого эксперта от среднего мнения группы Δa_{ij} (всех экспертов, принимающих участие в опросе) относительно значимости каждого критерия опасности скважины:</p> $\Delta a_{ij} = a_{ij} - \bar{a}_j $ <p>где a_{ij} – мнение i-го эксперта относительно j-го критерия \bar{a}_j – среднее значение модуля оценки j-го критерия (Приложение Б, таблица Б.3)</p>
4	<p>Создается матрица D_i отклонений мнений i-го эксперта по всем критериям (элементы матрицы отклонений соответствуют каждому критерию в отдельности):</p> $D_i = \begin{bmatrix} \Delta a_{11} & \Delta a_{21} & \Delta a_{n1} \\ \Delta a_{12} & \Delta a_{22} & \Delta a_{n2} \\ \dots & \dots & \dots \\ \Delta a_{1k} & \Delta a_{2k} & \Delta a_{nk} \end{bmatrix}$ <p>где Δa_{nk} - отклонение мнения каждого из экспертов от среднего мнения всей группы относительно значимости каждого критерия опасности скважины. После повтора этих действий по каждому i-му эксперту, принявшему участие в опросе, формируется матрица отклонений мнений всех экспертов от средних мнений (отдельно по каждому фактору) (Приложение Б, таблица Б.3)</p>
5	<p>Определяется сумма Δa_i отклонений мнений i-того эксперта по всем критериям:</p> $\Delta a_i = \sum_{j=1}^k \Delta a_{ij}$ <p>где a_{ij} – мнение i-го эксперта относительно j-го критерия k – количество критериев ($k = 21$)</p>

Шаг	Описание процедур
	Δa_{ij} - отклонение мнения каждого из экспертов от среднего мнения всей группы относительно значимости каждого критерия (Приложение Б, таблица Б.4)
6	<p>Определяется среднее отклонение мнений всех экспертов по всем критериям $\overline{\Delta a}$:</p> $\overline{\Delta a} = \frac{\sum_{j=1}^k \Delta a_{ij}}{k}$ <p>где Δa_{ij} - отклонение мнения каждого эксперта от среднего мнения группы относительно значимости каждого критерия k – количество критериев ($k = 21$) (Приложение Б, таблица Б.4)</p>
7	<p>Определяется среднее отклонение $\overline{\Delta a}_i$ мнений i-го эксперта по всем факторам от среднего мнения группы:</p> $\overline{\Delta a}_i = \overline{\Delta a} - \Delta a_i$ <p>где $\overline{\Delta a}$ – среднее отклонение мнений всех экспертов по всем критериям Δa_i- сумма отклонений мнений i-го эксперта по всем критериям (Приложение Б, таблица Б.4)</p>
8	Определяется расстояние мнений экспертов от средних значений по группе, при этом на первом месте располагается эксперт с наименьшим расстоянием, на последнем месте – с наибольшим (таблица 2.3)
9	<p>Определение суммы мнений экспертов по j-ому фактору A_j:</p> $A_j = \sum_{i=1}^n a_{ij}$ <p>где a_{ij} – мнение i-ого эксперта относительно j-ого фактора n – количество экспертов ($n = 19$) (Приложение Б, таблица Б.5)</p>
10	<p>Определяется среднее значение суммы мнений экспертов по всем факторам \bar{A}_j:</p> $\bar{A}_j = \frac{A_j}{k}$ <p>(Приложение Б, таблица Б.5)</p>
11	<p>Определяется весовой коэффициент для каждого критерия p_j:</p> $p_j = \frac{A_j}{\sum_{j=1}^k a_j}$ <p>(таблица 2.4, Приложение Б, таблица Б.6)</p>

Результаты математической обработки представлены в таблицах 2.3, 2.4. Исходная матрица и результаты расчетов представлены в приложении Б.

Таблица 2.3 – Ранжирование экспертов в зависимости от отклонения их мнений от средних значений по группе

Эксперт	Отклонение мнения эксперта от среднего мнения группы	Ранг по среднему отклонению от мнения группы
8	1,905	1
1	1,961	2
3	1,961	3
5	1,961	4
7	1,961	5
9	1,961	6
10	1,961	7
11	1,961	8
15	1,961	9
17	1,961	10
18	1,961	11
12	2,241	12
13	2,353	13
4	3,305	14
16	3,697	15
14	4,258	16
2	4,650	17
19	8,291	18
6	8,347	19

На основе метода ранжирования эксперты № 19 и № 6 удалены.

Таблица 2.4 – Ранжирование и отбор критериев опасности ПФС для последующей оценки

Критерий	Весовой коэффициент	Ранг
1	1,257	1
2	1,257	2
3	1,257	3
4	1,257	4
5	1,257	5
7	1,257	6
8	1,257	7
9	1,257	8

10	1,257	9
11	1,257	10
12	1,257	11
13	1,257	12
14	1,257	13
15	1,257	14
18	1,257	15
19	1,110	16
20	0,887	17
21	0,813	18
6	0,740	19
17	-0,592	20
16	-0,813	21

Как отмечено, в ходе экспертного опроса и обработки его результатов, два критерия: «наличие/отсутствие механических примесей в продукции скважин», «наличие/отсутствие смол, асфальто- и парафиноотложений» (критерии 17, 16 таблицы 2.4) исключены из дальнейшего рассмотрения. Набор принимаемых в настоящей работе критериев оценки описывается в нижеследующих разделах. При этом критериям, указанным в таблице 2.1 с порядковыми номерами 1...15, присвоено условное наименование эксплуатационные критерии (характеризуют процесс эксплуатации скважины), а критериям 18...21 (таблица 2.1) — критерии персонала (характеризуют состав и квалификацию персонала).

2.2 Характеристика установленных критериев оценки опасности ПФС

Все установленные критерии оценки опасности ПФС на сегодняшний день являются штатными количественными параметрами, которые в ходе производственной деятельности ЭО ОО фиксируются в отчетной документации, но не анализируются и не рассматриваются с точки зрения оценки опасности ПФС.

2.2.1 Критерий «Год строительства»

Год строительства (бурения) скважины — важный временной критерий для прогноза и оценки аварийной опасности, условно характеризует «возраст» скважины и все последующие регламентируемые ограничительные барьеры.

Как уже отмечалось в разделе 1, по оценкам ученых и специалистов в области разработки нефтяных и газовых месторождений, жизненный цикл скважины составляет 40-50 лет и находится в зависимости от различных внешних факторов. При превышении этого срока, скважину можно считать потенциально опасной как в целях дальнейшей эксплуатации, так и при переводе ее в ПФС. Использование скважин, превышающих «возраст» 50 лет, в российской нефтегазовой отрасли, к сожалению, не редкость, а реальность для многих регионов и добывающих организаций.

Для характеристики данного критерия дополнительным важным фактором оценки влияния является синхронность окончания строительства (бурения) скважины и ввода её в эксплуатацию (добычу). В случае, если между датой окончания строительства (бурения) скважины и датой ввода в эксплуатацию (добычу) имеет место временной промежуток, необходимо уделять дополнительное внимание длительности перерыва.

При определении статуса скважины с точки зрения продолжительности процесса и качества ее строительства нельзя исключать из внимания факторы влияния исторического и общественно-экономического устройства России в прошлом.

В 70-80-х годах прошлого века — в период интенсивного развития российского нефтегазового комплекса и массового строительства (бурения) нефтяных и газовых скважин, нередко были случаи нарушения требований к качеству строительства скважин, основными из которых было цементирование обсаженных стволов строящихся скважин.

Обычной в последние годы является ситуация, когда специалисты-исследователи самых различных научных направлений (в области геофизики,

гидродинамики, проектирования и пр.), констатируют факты некачественного цементирования, или полного отсутствия цементного камня за обсадной колонной. При этом изменить данную ситуацию, уже практически невозможно по различным причинам, в основном, — технического характера.

Принимая во внимание изложенные факторы, настоящий временной критерий «Год строительства» скважин является одним из важных и значимых для прогноза и оценки влияния на их аварийную опасность.

2.2.2 Критерий «Состояние скважины»

Состояние скважины (консервация, ликвидация, ожидание ликвидации и пр.) — это критерий, определяющий текущее физическое состояние скважины, характеризует реализованные мероприятия по консервации и (или) ликвидации скважины в соответствии с нормативными требованиями [3, 6] и документацией (проектом) на консервацию и (или) ликвидацию (заполнение скважины буферным раствором, цементирование ствола, установка бетонной тумбы на устье, заглубление устья и др. мероприятия) [139].

Проведенные лично автором в январе 2007 г. обследования скважин и наблюдения на производственных площадках нефтегазодобычи одного из месторождений Ханты-Мансийского автономного округа позволили оценить современное состояние ПФС. По согласованию с руководством промысла для обследования объектов нефтегазового месторождения был намечен маршрут для контрольного осмотра кустовых площадок скважин эксплуатационного фонда. В процессе обследования и наблюдений было установлено существенное нарушение установленных норм и правил содержания скважин [3, 6]. Отсутствие опознавательных знаков, позволяющих отнести скважины к определенной категории ПФС позволило оценить такое состояние скважин, как нерегламентированное состояние «заброшенного бездействия».

На рисунках 2.1-2.4 приведены фотоиллюстрации, наглядно отражающие реальное состояние обследованных скважин (2007 г.), а также грубые нарушения норм и правил безопасности на ОО «Фонд скважин».

Вместе с тем, следует отметить, что в последние годы недропользователи (ЭО ОО) уделяют больше внимания фонду скважин непродуктивных категорий. Те скважины, которые подлежат ремонту — ремонтируются. Скважины, которые восстановить невозможно, приводятся в соответствие требованиям норм и правил в области безопасности. Однако происходит это далеко не повсеместно, не всегда и не всеми организациями, эксплуатирующими ОО «Фонд скважин».



Рисунок 2.1 – Скважины куста в состоянии «заброшенного бездействия».

Общий вид



Рисунок 2.2 – Фрагмент (увеличение) изображения рис. 2.1



Рисунок 2.3 – Фрагмент (увеличение) изображения рис. 2.2
(фонтанная обвязка скважины разукomплектована,
герметичность устья нарушена)



Рисунок 2.4 – Фрагмент (увеличение) изображения рис. 2.2
(фонтанная обвязка скважины разукомплектована,
герметичность устья нарушена)

2.2.3 Критерий «Назначение скважины»

Назначение скважины — добывающая или нагнетательная — характеризует технические количественные показатели прочности и надежности конструкции скважины (число обсадных колонн, высота подъема цемента за колоннами, наличие лифтовых труб, пакерующих устройств и пр.), а также условия эксплуатации каждой конкретной скважины.

Известно, что в зависимости от назначения скважины (добыча УВС либо нагнетание под давлением рабочего агента в пласт), определяемого проектно-технологической документацией (далее — ПТД) на разработку месторождения, ее конструкция различна и обосновывается при составлении специальной документации на строительство (бурение) скважин.

Как правило, конструкция нагнетательных скважин, в связи с перспективой выполнения ими проектных задач, сопряженных с высокими рабочими давлениями нагнетания воды для поддержания пластового давления, которое в значительной мере превышает давление в добывающих скважинах при обычном механизированном способе добычи, что предполагает применение большого количества обсадных колонн и подъем цементного камня за всеми колоннами до устья.

При этом, общепринятым является метод использования нагнетательных скважин в начальный период их эксплуатации с применением спускаемого насосного оборудования для добычи («отработка на нефть»). Длительность работы нагнетательных скважин в режиме добычи, необходимом для более полного извлечения запасов нефти из продуктивного пласта, определяется соответствующими расчётными процедурами при составлении ПТД на разработку месторождения.

После «отработки на нефть» скважина переводится в режим нагнетания рабочего агента в пласт (проектное назначение) и, если иное не предусмотрено ПТД, — весь проектный период она используется для дальнейшей работы в системе поддержания пластового давления.

В связи с тем, что конструкция добывающих и нагнетательных скважин является принципиально отличной друг от друга, вопрос учёта специфических конструктивных особенностей носит значимый характер и должен прорабатываться для всех стадий жизненного цикла скважины.

2.2.4 Критерий «Накопленный отбор нефти»

Накопленный отбор нефти (для добывающих скважин, а также скважин, переведенных под закачку из добывающих) — это критерий, который указывает на выполнение скважиной своего проектного назначения (достижение проектного отбора), а также косвенно характеризует состояние (в том числе энергетическое) подземного резервуара (продуктивного пласта) в ареале скважины.

Данный показатель определяет общее количество отобранной нефти за всю историю эксплуатации отдельно взятой добывающей скважины из продуктивного пласта, либо из скважины, пребывавшей в «отработке на нефть».

В истории российской нефтедобычи встречаются скважины-миллионницы, т.е. скважины, добывшие миллион тонн нефти и более. При этом показатель отбора нефти на одну скважину даже в пределах 100 000 тонн является благоприятной величиной для усредненной российской скважины.

Процесс отбора нефти из продуктивных отложений в обязательном порядке сопровождается изменением энергетической характеристики пластовой системы. Пластовое давление в зонах отборов в подавляющем большинстве случаев снижается, что неизбежно влечет за собой и снижение продуктивности скважин, их дебитов и полноты извлечения запасов из пласта. В этих случаях необходима организация системы поддержания пластового давления.

Показатель накопленного отбора нефти по каждой скважине является важной продуктивной характеристикой, которую необходимо учитывать для установления ее влияния в комплексе факторов опасности.

2.2.5 Критерий «Дебит нефти (газа)»

Дебит (суточная добыча) нефти (газа) — это критерий, определяющий количество опасного углеводородного вещества, находящегося в обращении на скважине, и непосредственно указывает на степень опасности скважины. В промышленной практике дебит показывает количество (объем) добытого за 24 часа УВС (в тоннах для нефти и в куб. метрах для газа).

В соответствии с требованиями, установленными законом [1], количество опасного вещества, находящегося в обращении на опасном производственном объекте, определяет степень его опасности и учитывается при установлении ключевого показателя опасности объекта — класса опасности.

Однако, в данном контексте, на класс опасности, в соответствии с требованиями закона [1] также влияет иной показатель — содержание сернистого водорода в продукции скважины (см. раздел 2.2.15).

Показатель суточной добычи (дебит) нефти или газа позволяет прогнозировать масштаб происшествия в случае аварии. Размеры технологического, экономического, экологического ущерба прямо пропорциональны величине дебита.

2.2.6 Критерий «Дебит жидкости»

Дебит жидкости (суточная добыча) — критерий, дополнительно определяющий количество опасного вещества, находящегося в обращении на скважине, и указывает на степень опасности скважины. В промысловой практике дебит жидкости показывает объем добытого УВС (нефти и/или газа) в смеси с попутно добываемой водой за 24 часа. Вода появляется в продукции добывающих скважин ввиду определенных фильтрационно-флюидальных закономерностей и особенностей пород [140]. Для каждого конкретного объекта добычи период появления воды и ее объем индивидуален и определяется по данным расчетов и математического геолого-фильтрационного моделирования процессов разработки продуктивных пластов. В ряде случаев, продукция добывающих скважин может характеризоваться значительным содержанием воды до 20–70 % с начала добычи.

При этом следует учитывать, что по своим физико-химическим свойствам нефть является более легкой жидкостью по сравнению с водой. В случае технической аварии при совместном истечении нефти и воды из отверстия в теле трубы обвязки фонтанной арматуры может сформироваться смешанный поток продукции скважины, который при попадании на поверхность земли «расслоится» в короткий промежуток времени. Нефть остается сверху воды и, в зависимости от площади разлива, локализуется на некотором участке в виде пленки либо слоя характерной толщины.

С учётом того, что значения показателей величины дебитов жидкости в скважинах находятся в весьма широком диапазоне, их дифференциация и ранжирование необходимы для анализа, прогноза и оценки влияния на степень опасности фонда скважин.

2.2.7 Критерий «Обводненность»

Обводненность — критерий, указывающий на степень снижения опасности скважины при снижении количества опасного вещества, находящегося в обращении на скважине. В промышленной практике обводненность — это соотношение доли воды в продукции скважины, выраженное в процентном отношении либо в долях единицы.

Например, скважина с дебитом жидкости 100 т/сут и обводненностью 97 % будет содержать три тонны нефти, и может оказывать менее опасное влияние, чем скважина с дебитом жидкости 50 т/сут и обводненностью 50 %. Таким образом, становится очевидна взаимосвязь и взаимообусловленность снижения степени опасности скважины от высокого дебита жидкости и высокой обводненности.

2.2.8 Критерий «Газовый фактор»

Газовый фактор (для нефтяных скважин) — критерий, определяющий опасность эксплуатируемой нефтяной скважины, при наличии в продуктивных отложениях, вмещающих нефть, растворенного газа — попутного нефтяного газа. В промышленной практике данный показатель отражает количество газа (объем), растворенного в одной тонне нефти.

Газовый фактор определяется путем лабораторных исследований физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов. Однако такое возможно лишь в классическом случае, не учитывающем совместное залегание нефте- и газомещающих продуктивных пластов, особенно для случаев существования

контактных зон распространения по площади пласта пород с различным насыщением (газ, нефть).

Известны также специфические геологические формы существования газонасыщенной зоны, называемые «газовой шапкой», которая находится над нефтенасыщенной частью пласта. Газ под действием гидродинамических связей мигрирует из газонасыщенной части или «прорывается» по высокопроницаемым пропласткам в зоны отбора добывающих скважин. В таких геологических ситуациях используется особый промысловый опыт извлечения попутно добываемого прорывного газа. В этих случаях существует необходимость обеспечения безопасного, полностью герметизированного процесса сбора добываемой жидкости и значительных объемов прорывного газа.

Нормальный газовый фактор в целом по месторождениям России находится в диапазоне 10 – 150 м³/т.

Когда показатели газового фактора по отдельно взятой скважине характеризуются значениями более 200 м³/т, эти ситуации являются проблемными и требуют особого внимания и дополнительных промысловых мер безопасности [6].

2.2.9 Критерий «Наличие газовых шапок»

Наличие газовых шапок (свободного газа) — критерий, учитывающий влияние на показатели эксплуатации скважины «прорывного» газа из газовых залежей и «газовых шапок» и, особенно, в случае контактных зон залегания газонасыщенной и нефтенасыщенной частей продуктивных отложений [141, 142].

Как описано в предыдущем подразделе (см. 2.1.8), природный газ, залегающий выше нефтенасыщенной части продуктивного пласта, как правило, не отделенный непроницаемым прослоем, называемый «газовой шапкой», оказывает негативное влияние на процессы нефтедобычи в целом и на работу отдельных скважин с частности.

В таких случаях необходимо учитывать текущее фактическое состояние газовой шапки, как первоначального природного скопления газа в верхней части пласта. Во-первых — газовая шапка, как правило, локализована в центральной части продуктивной нефтегазоносной толщи и занимает около 10-25 % площади нефтеносности, следовательно, в зоне потенциального влияния прорывов газа из газовой шапки будет находиться не более половины добывающих скважин, расположенных в контуре нефтеносности. Во-вторых — «газовая шапка» имеет свойство «растекания» (расформирования) из-за процессов, обусловленных гидродинамической связью газонасыщенной и нефтенасыщенной частей пласта. Т.е. за счёт начальной пластовой энергии «газовой шапки», под действием нарастающих отборов, организованных пробуренными добывающими скважинами в нефтенасыщенной части пласта, газ из «газовой шапки» начинает расширяться и мигрировать вниз, в нефтенасыщенную часть продуктивного пласта.

Учитывая отмеченные особенности газогидродинамических пластовых систем, при эксплуатации того или иного объекта добычи необходимым условием является обязательный учёт влияния газа из «газовых шапок».

2.2.10 Критерий «Наличие ММП»

Наличие зон многолетнемерзлых пород (далее — ММП) — важный критерий, определяющий особенности строительства (бурения) скважины и устойчивости обсаженного и зацементированного ствола скважины, влияет на общую прочность конструкции скважины и ее безопасность, как в условиях эксплуатации, так и в состоянии консервации и (или) ликвидации.

Зоны ММП (вечная мерзлота, криолитозона) на российских нефтяных и газовых месторождениях развиты, преимущественно, в районах Крайнего Севера и приравненных к ним территорий: Ханты-Мансийский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ненецкий автономный округ, Республика Саха (Якутия), Красноярский край и другие районы. Представляя собой неоттаиваемую за многие годы толщу мерзлых пород мощностью около 400-500 м

и более (в зависимости от района распространения) и постоянной отрицательной температурой, многолетнемерзлые породы оказывают влияние, как на сам процесс бурения скважины, так и на процесс ее дальнейшей эксплуатации.

Проблемам строительства скважин в криолитозоне посвящены работы, выполненные различными исследователями [143, 144, 145]. К ним относятся публикации по следующим вопросам:

- геокриологические условия на нефтегазовых месторождениях;
- механизм осложнений при строительстве и эксплуатации скважин в криолитозоне; взаимосвязь факторов влияния на динамику развития осложнений с многолетней мерзлотой;
- тепловое взаимодействие ствола скважины с мерзлым массивом; прогнозирование деформационного поведения металлической крепи.

Особое внимание в области строительства скважин специалисты уделяют вопросам рационального подбора рецептуры бурового раствора, применяемого при проходке зон многолетнемерзлых пород, в целях предотвращения растепления этих пород. Ошибки, допущенные на стадии составления рабочего проекта на бурение скважины в криолитозоне, либо на стадии непосредственно процесса бурения, приводят к губительным последствиям для скважины.

Известны случаи, когда построенные в криолитозоне скважины с течением времени приобретают отличный от проектного профиль ствола, в результате чего установленная на устье фонтанная обвязка отклоняется от вертикали. Подобные случаи практически всегда сопровождаются проблемой проявления межколонных давлений, которая остро влияет на безопасность эксплуатации скважины (см. раздел 2.2.13). Такие случаи по установленным правилам безопасности в дальнейшем рассматриваются как аварийные и приводят к ликвидации скважины.

Если скважина, к примеру, пробурена всего 2-3 года назад и не выполнила своего проектного назначения (не достигнуты проектные отборы УВС), то произведенные значительные затраты на ее бурение, в случае ликвидации уже не окупятся. В этих ситуациях пользователи недр используют различные пути

решения возникшей проблемы, которые не всегда оправданы с позиций безопасности.

Как отмечено в исследовании [13] консервация и ликвидация отработанных скважин в зонах ММП влечет за собой процессы обратного промерзания пород вокруг обсадных колонн, в результате чего может повышаться давление в заколонных пространствах. Рост давления в ряде случаев ведет к развитию критических напряжений в конструкциях многосекционных скважин, к смятию колонн и разгерметизации скважин, что в свою очередь может привести к выбросам углеводородов в атмосферу, то есть к созданию аварийных ситуаций.

По указанным причинам, наличие зон многолетнемерзлых пород в районе скважины — критерий «Наличие ММП» — необходимо учитывать в обязательном порядке.

2.2.11 Критерий «Общая характеристика пласта»

Общая характеристика пласта (глубина залегания, соотношение проницаемости и продуктивной толщины, пластовые давления) — критерий, характеризует наиболее важные параметры продуктивного пласта и определяет показатели работы скважины в комплексе.

Настоящий критерий отражает сложную комплексную оценку геологического строения в районе скважины. Имеет значение литологический состав, порядок залегания и мощность слоев горных пород и продуктивной толщи, их физико-механические, физико-химические и сейсмические свойства, проницаемость, энергетическое состояние и др.

2.2.12 Критерий «Наличие грифонов»

Наличие грифонов — это показатель, характеризующий опасность возникновения и (или) выхода газа на дневную поверхность, а также косвенным образом определяющий прочность и надежность конструкции скважины. Данный

критерий тесно связан с оценкой качества строительства (бурения), с возрастом скважины, периодичностью обследования технического состояния обсадной колонны скважины.

Характеристика скважины по части возможности образования грифона является важным аспектом эксплуатации любой скважины, а особенно законсервированной или ликвидированной. Выходящие вдоль ствола скважины пластовые газы могут стать причиной аварий, вызванных не только залповыми выбросами газа, пожарами, взрывами и пр., но и возможной причиной постоянного негативного воздействия на окружающую среду, когда газ может выходить без резких скачков давления и без возникновения горения. Особенно важно не допустить таких «тихих» выбросов в окрестностях жилых объектов, населенных пунктов и т.п. В случае, когда газ будет выходить медленно и без возникновения горения (при отсутствии источника зажигания) — он может стать причиной постоянного, длительного, вредного воздействия на здоровье проживающих в непосредственной близости людей, так как природный газ не имеет запаха и цвета, его естественный выброс определить практически невозможно без применения специального оборудования. Именно такое событие, по мнению автора, произошло в случае аварийного возгорания газа в районе г. Абинска 14 марта 2021 года (см. таблица 1.4).

2.2.13 Критерий «Наличие базы МКД»

Наличие базы межколонных давлений (далее — МКД) — важный критерий, определяющий эксплуатационные показатели герметичности, надежности и безопасности скважины, прочностные характеристики конструкции скважины, а также выявленные при периодическом обследовании МКД и изменение технического состояния эксплуатационной колонны (факты смещения, смятия, негерметичности колонны и др.). При этом очень важны достоверность базы и качество замеров МКД в скважинах.

В работах исследователей [14, 146, 147], посвященных изучению проблематики МКД, как одному из наиболее негативных факторов опасности, проявляющихся при эксплуатации скважин, указано следующее.

Как отмечено И.А. Кустышевым [14] «...анализ состояния законсервированных и ликвидированных скважин показывает, что во многих законсервированных и ликвидированных скважинах отмечается давление газа на устье и заколонные проявления. Примером тому служат скважины №№ 153, 1007 Медвежьего месторождения, в которых отмечалось межколонное давление. Основными факторами возникновения заколонных давлений являются геологические, технические, технологические, физико-химические и механические. Наиболее многочисленны физико-химические факторы. Они охватывают процессы, происходящие не только в тампонажном растворе при его твердении, но и на границах со стенками скважины и колонной. Наибольшее влияние на возникновение проявлений оказывают явления контракции, седиментации, поверхностное натяжение, заряд поверхностей раздела, осмос и другие. Немаловажную роль играют способы цементирования скважины и установки цементных мостов, поскольку от качества разобщения пластов зависит срок ее службы, консервации или ликвидации» [14].

Радикальных технологий, гарантирующих предупреждение межколонных проявлений давления, не только в российской, но и в мировой практике пока не зарегистрировано [146]. Следовательно, систематический контроль за составом межколонных проявлений, идентификация источников их поступления являются актуальными научной и инженерной задачами и залогом обеспечения безопасного функционирования скважин. Как правило, количество скважин с негерметичным межколонным пространством возрастает по мере увеличения срока их эксплуатации [146].

В работе [147] отмечено: «по мнению отечественных и зарубежных исследователей, причины возникновения МКД являются общими, типичными для всех месторождений. К ним относятся некачественное цементирование, что провоцирует раннюю миграцию пластового флюида в межколонное

пространство; образование проводящих каналов в результате воздействия на цементное кольцо в период эксплуатации скважины; негерметичность элементов подземного и устьевого оборудования скважины, лифтовой, эксплуатационной и обсадной колонн. Используемые добывающими компаниями технологии ремонта скважин с МКД, требующие больших затрат, недостаточно эффективны и часто вызывают необходимость ликвидации скважин. При этом ликвидация скважин с межколонным давлением также является серьезной проблемой, т.к. оно появляется и в ликвидированных скважинах. Вместе с тем, в мировой промышленной практике не существует единой методики исследования или модели, позволяющей определить степень опасности развития МКД, прогнозировать возможность и интенсивность межколонного проявления. В связи с этим, следует считать потенциально опасным появление межколонного давления любой величины в скважинах различных категорий и назначений» [147].

Таким образом, безопасность скважин находится в прямой зависимости от эффективности контроля МКД.

2.2.14 Критерий «Наличие базы ЗЦ и МПП»

Наличие базы по выявлению заколонной циркуляции и межпластовых перетоков (далее — ЗЦ и МПП) — критерий, который определяет эксплуатационные показатели герметичности, надежности и безопасности скважины, а также выявленные при периодическом обследовании технического состояния эксплуатационной колонны факты ЗЦ и МПП пластовых флюидов, поступления «чужой» воды и пр. При этом очень важны достоверность базы, качество проведения исследований по определению ЗЦ и МПП в скважинах и их интерпретации.

В работе [17] отмечено, что вступление большинства месторождений в позднюю или завершающую стадии разработки сопровождается ухудшением состояния фонда скважин и увеличением количества восстановительных ремонтов. Например, предприятиями ООО «РН-Юганснефтегаз» и «РН-

Пурнефтегаз» разрабатываются 52 месторождения, из которых более 30 % вступили в третью стадию разработки. При этом из почти 20 тыс. добывающих скважин 47 % находятся в бездействии, консервации и ожидании ликвидации. Многие из этих скважин имеют негерметичное цементное кольцо и заколонные перетоки жидкости [17].

Миграция потоков по заколонному пространству скважины, а также наличие МПП, даже в ликвидированной скважине может стать причиной значительных осложнений и аварий.

По указанным причинам внимание ЭО ОО должно уделяться постоянному контролю ЗЦ в скважинах и наличию МПП. Контроль необходимо осуществлять с периодичностью, установленной ПТД.

2.2.15 Критерий «Содержание серы»

Содержание серы (сернистого водорода) в продукции скважин — чрезвычайно важный критерий, определяющий класс опасности скважины и опасного производственного объекта «Фонд скважин» в целом.

Присутствие сернистого водорода в продукции скважин является фактором, значительно осложняющим весь процесс нефтегазодобычи, поскольку сернистые соединения, обладая высокой коррозионной агрессивностью, оказывают негативное влияние на применяемое при добыче оборудование.

В России основные нефтегазовые объекты, отличающиеся наиболее высокими показателями концентрации серы, локализованы в двух регионах — Астраханская область и Оренбургская область.

Изучению проблем эксплуатации объектов с повышенным содержанием серы и связанных с этим рисков посвящены исследования [148, 149].

Обладая высокой токсичностью, сероводород и сопутствующие серосоединения могут оказать вред жизни и здоровью людей, а также стать причиной загрязнения окружающей среды. В этих условиях для обеспечения общественно приемлемого уровня промышленной и экологической безопасности

необходимы эффективные методы и средства защиты населения, персонала и окружающей природной среды, включая снижение вероятности и тяжести последствий возможных техногенных ситуаций, связанных с аварийными выбросами пластовых флюидов и технологических сред в атмосферу, природные водоемы и на почвогрунты [148, 149].

2.2.16 Критерий «Численный состав операторов»

Критерий, определяющий (непосредственно для бригады, участка по добыче) количественный состав персонала рабочих специальностей, получивших подготовку согласно утвержденному в отрасли и на нефтегазодобывающем предприятии стандарту специальности «Оператор по добыче нефти и (или) газа» [150]. Данный критерий является важным с позиций обеспечения персоналом бригады по добыче надлежащего охвата контрольными мероприятиями не только эксплуатационного фонда, но и ПФС. Иными словами, при нехватке персонала первоочередное внимание логично уделяется скважинам, дающим продукцию, а контроль за пассивными скважинами практически не осуществляется.

2.2.17 Критерий «Численный состав слесарей»

Критерий, определяющий (непосредственно для бригады, участка по добыче) количественный состав персонала рабочих специальностей, получивших подготовку согласно утвержденному в отрасли и на нефтегазодобывающем предприятии стандарту специальности «Слесарь бригады добычи нефти и (или) газа» [151].

2.2.18 Критерий «Квалификация персонала по разрядам»

Критерий, определяющий (непосредственно для бригады, участка по добыче) количественную характеристику персонала рабочих специальностей согласно присвоенным квалификационным разрядам.

2.2.19 Критерий «Квалификация персонала по опыту работы»

Критерий, характеризующий (непосредственно для бригады, участка по добыче) персонал рабочих специальностей в соответствии с отработанным в бригаде по добыче стажем и приобретенными за время работы производственным опытом, знаниями и навыками.

2.3 Определение балльных оценок по критериям опасности скважины

Для определения балльных оценок для каждого установленного критерия влияния на степень опасности скважины (эксплуатационные критерии M_i и критерии персонала P_i) использовался метод экспертных оценок [152]. Требования к экспертам представлены в разделе 2.1.

В дальнейшей реализации применяемого метода были осуществлены процедуры:

- анкетирование, интервьюирование, дискуссии;
- определение согласованности мнений экспертов.

В итоге каждый эксперт произвел оценку категорий критериев, присвоив им балл от 0 до 10, где значение 0 соответствует позиции «минимальное негативное воздействие на состояние скважины», а значение 10 – «максимальное негативное воздействие на состояние скважины».

Определение согласованности мнений экспертов производилось путем расчета коэффициента конкордации по формуле (4) при отсутствии связанных

рангов в матрице ранжированных балльных оценок или по формуле (5) при наличии связанных рангов:

$$W = \frac{12S}{m^2(n^3-n)} \quad (4)$$

$$W = \frac{12S}{m^2(n^3-n) + m \sum_{j=1}^m T_j} \quad (5)$$

где W – коэффициент согласованности (конкордации);

S – сумма квадратов разностей (отклонений) между фактическими суммарными рангами объектов, и их средним значением;

m – количество экспертов;

n – количество оцениваемых объектов;

T_j – количество элементов в j -ой связке для i -го эксперта.

Расчет коэффициента конкордации и проверка его значимости (на уровне значимости 0,05) осуществлялся в программе STATISTICA.

Значения коэффициентов конкордации по всем критериям $M_1 - M_{15}$ и $P_1 - P_4$ находятся в диапазоне от 0,918 до 1,000 (приложение В), т.е. входят в промежуток от 0,9 до 1 (шкала Марголина), что соответствует высокой степени согласованности мнений экспертов [153].

Для определения значимости коэффициентов конкордации были рассчитаны p -значения, каждое из которых оказалось меньше чем 0,05, что говорит о том, что все коэффициенты значимы на уровне $\alpha = 0,05$.

На следующем этапе был произведен расчет усредненной итоговой оценки по каждой категории критериев.

Так как по каждой категории критериев получено семнадцать балльных значений, на следующем этапе, путем расчета медианы Кемени, была определена итоговая усредненная оценка [154, 155].

Исходя из проведенных оценок принято нижеследующее.

По критерию M_1 — «год строительства» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание следующий «возраст» скважин:

- М₁₋₁ — от 0 до 5 лет — балл 1;
- М₁₋₂ — от 5 до 10 лет — балл 2;
- М₁₋₃ — от 10 до 20 лет — балл 5;
- М₁₋₄ — от 20 до 40 лет — балл 8;
- М₁₋₅ — от 40 лет и выше — балл 10.

По критерию М₂ — «состояние скважины» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание фактическая реализация на скважине мероприятий по обеспечению безопасности (заполнение скважины буферным раствором, цементирование ствола, установка бетонной тумбы на устье, заглубление устья и пр.) в соответствии с действующими нормами и правилами, а также проектными решениями документации по консервации и/или ликвидации.

М₂₋₁ — «ликвидация» — соответствует проекту и требованиям норм безопасности — балл 2;

М₂₋₂ — «ликвидация» — не соответствует проекту и требованиям норм безопасности — балл 10;

М₂₋₃ — «консервация» — соответствует проекту и требованиям норм безопасности — балл 3;

М₂₋₄ — «консервация» — не соответствует проекту и требованиям норм безопасности — балл 9;

М₂₋₅ — иные категории длительного бездействия (ожидание ликвидации, пьезометрические, наблюдательные и пр.) — балл 5.

По критерию М₃ — «назначение скважины» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается:

- М₃₋₁ — добывающая — балл 9;
- М₃₋₂ — нагнетательная в отработке на нефть — балл 5;
- М₃₋₃ — нагнетательная — балл 2.

По критерию М₄ — «накопленный отбор нефти» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание массовый объем добычи нефти (в поверхностных условиях) с начала эксплуатации скважины в градации:

- М₄₋₁ — менее 0,1 до 1000 тонн — балл 1;
- М₄₋₂ — от 1000 до 10000 — балл 3;
- М₄₋₃ — от 10000 до 100000 — балл 5;
- М₄₋₄ — от 100000 до 1000000 — балл 8;
- М₄₋₅ — более 1000000 — балл 10.

По критерию M_5 — «дебит нефти (газа)» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание массовый объем (в поверхностных условиях) суточной добычи нефти (газа) в градации:

M_{5-1} — менее 0,1 до 10 тонн (тыс. м³) — балл 1;

M_{5-2} — от 10 до 100 тонн (тыс. м³) — балл 4;

M_{5-3} — от 100 до 500 тонн (тыс. м³) — балл 6;

M_{5-4} — от 500 до 1000 тонн (тыс. м³) — балл 8;

M_{5-5} — более 1000 тонн (тыс. м³) — балл 10.

По критерию M_6 — «дебит жидкости» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание массовый объем (в поверхностных условиях) суточной добычи жидкости в градации:

M_{6-1} — менее 0,1 до 10 тонн — балл 1;

M_{6-2} — от 10 до 100 тонн — балл 3;

M_{6-3} — от 100 до 500 тонн — балл 6;

M_{6-4} — от 500 до 1000 тонн — балл 8;

M_{6-5} — более 1000 тонн — балл 10.

По критерию M_7 — «обводнённость» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание доля содержания воды (весовая) в продукции скважины, при этом принимается:

M_{7-1} — от 0 до 5% — балл 9;

M_{7-2} — от 5 до 30% — балл 7;

M_{7-3} — от 30 до 50% тонн — балл 5;

M_{7-4} — от 50 до 90% тонн — балл 4;

M_{7-5} — более 90 % — балл 2;

M_{7-6} — отсутствие притока (коллектора) — балл 0;

По критерию M_8 — «газовый фактор» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание доля содержания растворенного газа в продукции нефтяной скважины в градации:

M_{8-1} — менее 5 до 10 м³/т — балл 1;

M_{8-2} — от 10 до 50 м³/т — балл 3;

M_{8-3} — от 50 до 200 м³/т — балл 5;

M_{8-4} — от 200 до 1000 м³/т — балл 8;

M_{8-5} — более 1000 м³/т — балл 10.

По критерию M_9 — «наличие газовых шапок» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание наличие/отсутствие в зоне дренирования скважины газа газовых шапок, либо зон контактных запасов нефти и свободного газа, при этом принимается:

M_{9-1} — зоны присутствуют по всей зоне дренирования скважины — балл 10;

M_{9-2} — зоны распространены по части (50%) зоны дренирования скважины — балл 5;

M_{9-3} — зоны отсутствуют по зоне дренирования скважины — балл 1.

По критерию M_{10} — «наличие ММП» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание наличие/отсутствие зон распространения ММП по площади месторождения, при этом принимается:

M_{10-1} — зоны присутствуют по всей площади месторождения — балл 10;

M_{10-2} — зоны распространены по части площади (75%) месторождения — балл 7;

M_{10-3} — зоны распространены по части площади (50%) месторождения — балл 5;

M_{10-4} — зоны распространены по части площади (25%) месторождения — балл 3;

M_{10-5} — зоны отсутствуют по всей площади месторождения — балл 1.

По критерию M_{11} — «общая характеристика пласта» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимаются во внимание основные характеристики продуктивности пластовой системы в градации*:

M_{11-1} — глубины до 1000 м, соотношения (к/г) до 1 (мкм²/10м), низкое пластовое давление (менее 10-15% от гидростатической величины) — балл 2;

M_{11-2} — глубины от 1000 до 2500 м, соотношения (к/г) от 1 до 100 (мкм²/10м), пластовое давление на уровне гидростатической величины — балл 5;

M_{11-3} — глубины более 2500 м, соотношения (к/г) более 100 ($\text{мкм}^2/10\text{м}$), пластовое давление выше гидростатической величины (в т.ч. наличие зон аномально-высоких пластовых давлений (АВПД)) — балл 9.

* по данному критерию, с учётом специфики каждого конкретного месторождения нефти и/или газа, возможно индивидуальное присвоение балльных оценок.

По критерию M_{12} — «наличие грифонов» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание наличие/отсутствие фактов проявления выхода пластового газа на поверхность вдоль ствола (в радиусе) скважины в градации:

M_{12-1} — грифоны отсутст. полностью — балл 1;

M_{12-2} — наличие грифона с однократной его ликвидацией — балл 5;

M_{12-3} — наличие грифона с неоднократной его ликвидацией — балл 10.

По критерию M_{13} — «наличие базы МКД» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание порядок, корректность и своевременность пополнения базы данных по замерам межколонных давлений в скважинах в градации:

M_{13-1} — база данных в наличии и постоянном мониторинге — балл 1;

M_{13-2} — база данных в наличии с достоверностью порядка 0,7 — балл 3;

M_{13-3} — база данных в наличии с достоверностью порядка 0,5 — балл 5;

M_{13-4} — база данных в наличии с достоверностью порядка 0,2 — балл 8;

M_{13-5} — база данных отсутствует — балл 10.

По критерию M_{14} — «наличие базы ЗЦ и МПП» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание порядок, корректность и своевременность пополнения базы данных по определению ЗЦ и МПП в скважинах в градации:

M_{14-1} — база данных в наличии и постоянном мониторинге — балл 1;

M_{14-2} — база данных в наличии с достоверностью 0,7 — балл 3;

M_{14-3} — база данных в наличии с достоверностью 0,5 — балл 5;

M_{14-4} — база данных в наличии с достоверностью 0,2 — балл 8;

M_{14-5} — база данных отсутствует — балл 10.

По критерию M_{15} — «содержание серы» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание процентное содержание серы в продукции добывающей скважины в градации:

M_{15-1} — от 0 до 1% — балл 2;

M_{15-2} — от 1 до 6% — балл 6;

M_{15-3} — от 6% и выше — балл 10.

По результатам определения балльных оценок по критериям M_i вычисляется коэффициент уровня эксплуатационной опасности по формуле (6):

$$K_{\text{оп}} = \sum_{i=1}^N \frac{M_i}{N}, \quad (6)$$

где M_i — значения балльных оценок по критериям M_1 - M_{15} , N — количество балльных оценок.

Производится определение балльных оценок по критериям персонала (P_i), непосредственно осуществляющего операции по контролю за текущим состоянием ПФС.

Исходя из опыта эксплуатации объектов нефтегазодобычи, оптимальной численностью состава бригады по добыче УВС является ≈ 20 человек на ≈ 200 скважин, расположенных на территории месторождения радиусом не более 10 км от опорного пункта бригады. В состав бригады входят: операторы по добыче УВС и слесари в соотношении 60-70 % операторов и 40-30 % слесарей.

Количественный состав бригады определяется штатным расписанием с учетом территориальных размеров и состояния месторождения, а также организационных и ресурсных особенностей предприятия, эксплуатирующего скважины.

По критерию P_1 — «численный состав операторов» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание количество операторов по добыче нефти и/или газа в бригаде в соответствии со штатным расписанием $N_{\text{оп.шт}}$ и их фактическое количество $N_{\text{оп.ф}}$:

$$P_{1-1} — 0,1 \leq \frac{N_{\text{оп.ф}}}{N_{\text{оп.шт}}} < 0,3 — \text{балл } 9;$$

$$P_{1-2} — 0,3 \leq \frac{N_{оп.ф}}{N_{оп.ш}} < 0,5 — \text{балл } 7;$$

$$P_{1-3} — 0,5 \leq \frac{N_{оп.ф}}{N_{оп.ш}} < 0,7 — \text{балл } 4;$$

$$P_{1-4} — 0,7 \leq \frac{N_{оп.ф}}{N_{оп.ш}} < 1 — \text{балл } 2;$$

$$P_{1-5} — \frac{N_{оп.ф}}{N_{оп.ш}} \geq 1 — \text{балл } 1.$$

По критерию P_2 — «численный состав слесарей» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание количество слесарей в бригаде в соответствии со штатным расписанием $N_{сл.ш}$ и их фактическое количество $N_{сл.ф}$:

$$P_{2-1} — 0,1 \leq \frac{N_{сл.ф}}{N_{сл.ш}} < 0,3 — \text{балл } 9;$$

$$P_{2-2} — 0,3 \leq \frac{N_{сл.ф}}{N_{сл.ш}} < 0,5 — \text{балл } 7;$$

$$P_{2-3} — 0,5 \leq \frac{N_{сл.ф}}{N_{сл.ш}} < 0,7 — \text{балл } 3;$$

$$P_{2-4} — 0,7 \leq \frac{N_{сл.ф}}{N_{сл.ш}} < 1 — \text{балл } 2;$$

$$P_{2-5} — \frac{N_{сл.ф}}{N_{сл.ш}} \geq 1 — \text{балл } 1.$$

По критерию P_3 — «квалификация персонала по разрядам» — присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание количество операторов и слесарей (работников) в бригаде с присвоенным квалификационным разрядом в градации:

$$P_{3-1} — 2\text{-й разряд} — \text{балл } 9;$$

$$P_{3-2} — 3\text{-й разряд} — \text{балл } 6;$$

$$P_{3-3} — 4\text{-й разряд} — \text{балл } 4;$$

$$P_{3-4} — 5\text{-й разряд} — \text{балл } 1;$$

$$P_{3-5} — 6\text{-й разряд} — \text{балл } 0.$$

Поскольку в бригаде могут работать операторы и слесари с различными квалификационными разрядами, средняя балльная оценка по критерию P_3 определяется по формуле (7):

$$P_3 = \frac{P_{3-1} \cdot n_1 + P_{3-2} \cdot n_2 + P_{3-3} \cdot n_3 + P_{3-4} \cdot n_4 + P_{3-5} \cdot n_5}{N}, \text{ где} \quad (7)$$

$P_{3-1} \dots P_{3-5}$ — значения балльных оценок, $n_1 \dots n_5$ — количество работников с определенным разрядом, N — общее количество работников.

По критерию P_4 — «квалификация персонала по опыту работы» — определяется исходя из требований к квалификации (знаниям, навыкам и опыту) в соответствии с профессиональными стандартами [150, 151] и локальными нормативными документами организации. Присваивается балл от 0 до 10, при этом принимается во внимание количество операторов и слесарей в бригаде с опытом работы в градации:

P_{4-1} — менее 1-го года — балл 9;

P_{4-2} — от 1-го до 3-х лет — балл 7;

P_{4-3} — от 3-х до 10-ти лет — балл 4;

P_{4-4} — от 10-ти до 20-ти лет — балл 2;

P_{4-5} — от 20-ти и более лет (рассматривается персонал до достижения пенсионного возраста 60 лет) — балл 1. В случаях, когда состав обсуживающего скважины персонала представлен работниками, достигшими возраста 60 лет и более, необходимо рассматривать совокупность факторов и принимать во внимание описываемый ниже (см. раздел 2.4) процесс определения поправочного коэффициента K_x для наиболее адекватного учёта опыта работы вкупе с присущими возрасту индикаторами самооценки и ответственности. При этом за базовый уровень (работник имеет значительный опыт работы и в полной мере ответственно относится к выполнению всех своих должностных обязанностей) принимается также балл 1.

Поскольку в бригаде могут работать операторы и слесари с различным опытом работы, средняя балльная оценка по критерию P_4 определяется по формуле (8):

$$P_4 = \frac{P_{4-1} \cdot n_1 + P_{4-2} \cdot n_2 + P_{4-3} \cdot n_3 + P_{4-4} \cdot n_4 + P_{4-5} \cdot n_5}{N}, \text{ где} \quad (8)$$

$P_{4-1} \dots P_{4-5}$ — значения балльных оценок, $n_1 \dots n_5$ — количество работников с определенным опытом работы, N — общее количество работников.

По результатам определения средних балльных оценок по критериям P_i вычисляется коэффициент уровня квалификации персонала по формуле:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^N \frac{P_i}{N}, \quad (9)$$

где P_i — значения балльных оценок по критериям P_1 - P_4 , N — количество балльных оценок.

2.4 Определение поправочного коэффициента K_x

Определение поправочного коэффициента (K_x), учитывающего качество работы исполнителей и достоверности информации при проведении операций по контролю текущего состояния ПФС, представляется одной из наиболее важных операций при осуществлении процедуры ситуационного анализа для решения дальнейшей задачи определения коэффициентов опасности скважин.

Поправочный коэффициент K_x может определяться с использованием многофакторного анализа комплекса оценок некоторых действий исполнителей, объединенных таким понятием, как «человеческий фактор».

Предлагаемый показатель может отражать степень небрежности (ошибок) при выполнении персоналом бригады своих должностных обязанностей по контролю за текущим состоянием ПФС, которые влияют на качество и достоверность результатов на конкретном участке.

Оценка поправочного коэффициента K_x производится в диапазоне $0,1 \div 1,0$. Допущение значений менее $0,1$, а также нулевого значения полностью не исключается. При этом за основу при определении данного поправочного коэффициента принимается методика определения показателя опасности N_o при проведении поведенческого аудита безопасности (далее – ПАБ), прошедшая научную апробацию [156] и используемая в практической деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса.

В рамках указанной методики предполагается вычисление показателя опасности всех проведенных аудитов за выбранный (i -й) промежуток времени (N_o) по формуле:

$$N_o = \frac{\sum N_1}{A_i}, \quad (10)$$

где N_1 — показатель опасности по результатам одного проведенного аудита, A_i — общее количество проведенных аудитов за выбранный (i -й) промежуток времени.

Более детально, описание методических приемов определения показателя опасности (N_o) приводится в работе [156].

Из практики анализа проведенных ПАБ на объектах крупных нефтегазовых компаний следует, что N_o не превышает 0,5.

2.5 Определение коэффициента опасности фонда для каждой скважины

Производится определение коэффициента опасности фонда для каждой скважины, вычисляемого в диапазоне от 0 до 100 по алгоритму:

$$K_{оф} = K_{оп} \cdot K_{п}, \quad (11)$$

где $K_{оп}$ — коэффициент уровня эксплуатационной опасности, определяемый по формуле (6) — по критериям опасности M_1 - M_{15} ;

$K_{п}$ — коэффициент персонала, определяемый по формуле (12):

$$K_{п} = K_{кв}^{(1+K_x)}, \quad (12)$$

где $K_{кв}$ — коэффициент уровня квалификации персонала, определяемый формуле (9) — по критериям квалификации персонала P_1 - P_4 ;

K_x — поправочный коэффициент, учитывающий качество работы исполнителей (производственного персонала) при проведении операций по контролю текущего состояния фонда ПФС (см. раздел 2.4).

Необходимо отметить, что степенная функция предлагаемой формулы определения коэффициентов опасности принята для дальнейшего применения исходя из аргументов, описываемых в работе [157]. Поскольку системы размещения скважин, являющиеся основой любой системы разработки месторождений и, в конечном итоге, включающие пассивные скважины, надо признать, что для рассматриваемого класса систем имеются основания считать степенные функции наиболее адекватными как для описания динамических свойств, так и в функциях распределения вероятностей меры риска [157].

В целях подтверждения излагаемой аргументации исследуем случай, исходные предпосылки и последствия которого описаны в разделе 1.2.2 диссертационной работы (бесхозная скважина, пробуренная в 1949 году,

находящаяся на въезде в г. Абинск Краснодарского края в состоянии бесконтрольного бездействия).

Применяя разработанный алгоритм действий, последовательно определим коэффициент опасности скважины, однозначно не охарактеризованной ни состоянием консервации, ни состоянием ликвидации. По этой причине, с некоторой долей гипотетической условности определим все 20 параметров, влияющих на итоговое значение коэффициента опасности скважины (15 оценок эксплуатационных критериев, четыре оценки критериев персонала, одна оценка коэффициента K_x).

1. Бесхозная скважина пробурена в 1949 году, соответственно ее возраст 72 года (к моменту аварии) – присваиваемый балл по эксплуатационному критерию «год строительства» – 10.

2. На скважине отсутствовала бетонная тумба на устье, сведений о выполнении других мероприятий по консервации или ликвидации нет, присваиваемый балл по критерию «состояние скважины» – 10.

3. По критерию «назначение скважины» присваивается балл 10, поскольку предполагалось осуществление добычи УВС.

4. По критерию «накопленный отбор нефти» – балл 1 – данные по накопленной добыче не превышают 1 т.

5. По критерию «дебит нефти» – балл 1 – дебит нефти около 0,1 т/сут.

6. По критерию «дебит жидкости» – балл 1 – дебит жидкости около 1 т/сут.

7. По критерию «обводненность» – балл 2 – обводненность 95-97%.

8. По критерию «газовый фактор» – балл 1 – по данным исследований газовый фактор составил 9 м³/т.

9. По критерию «наличие газовых шапок» – балл 1 – газовые шапки отсутствуют по всей зоне дренирования скважины.

10. По критерию «наличие ММП» – балл 1 – многолетнемерзлые породы отсутствуют по всей площади.

11. По критерию «общая характеристика пласта» – глубина пласта 700 м, по данным исследований скважины соотношение проницаемости к

нефтенасыщенной толщине не превышает 1, пластовое давление на уровне гидростатической величины – балл 2.

12. По критерию «наличие грифонов» присваиваемый балл составит 5 поскольку отмечена авария с выбросом газа на устье.

13. По критерию «наличие базы МКД» – балл 10 поскольку база данных отсутствует.

14. По критерию «наличие базы ЗЦ и МПП» – балл 10, база данных отсутствует.

15. По критерию «содержание серы» – балл 1 – по данным исследований процентное содержание сероводорода в продукции скважины может составлять до 1%.

16. По критерию «численный состав операторов» принимается максимальный балл 9, поскольку скважина бесхозная и численный состав операторов, осуществляющих мероприятия по контролю за скважиной не определен.

17. Критерием «численный состав слесарей» принимается максимальный балл 9 по аналогии с вышеуказанной оценкой.

18. По критерию «квалификация персонала по разрядам» принимается максимальный балл 9 по аналогии с вышеуказанной оценкой.

19. По критерию «квалификация персонала по опыту работы» принимается максимальный балл 9 по аналогии с вышеуказанной оценкой.

20. Поправочный коэффициент K_x , определяемый с учётом человеческого фактора и его влияния на качество контроля за состоянием скважины, гипотетически принимается в трех вариантах:

- $K_{x1}=0,1$ (ПАБ проводился, получены хорошие результаты, высоко характеризующие ответственность привлеченного персонала к реализации мероприятий по контролю за состоянием скважины);
- $K_{x2}=0,4$ (ПАБ проводился, получены посредственные результаты, характеризующие ответственность привлеченного персонала к реализации мероприятий по контролю за состоянием скважины как низкую);

- $K_{x3}=1,0$ (ПАБ не проводился, контроль за состоянием скважины не осуществлялся вообще).

Используя разработанный алгоритм определения коэффициентов, получим численные значения составляющих для определения коэффициента опасности $K_{оф}$ скважины:

- значение $K_{оп}$ (опред. по формуле 6) составит 4,4;
- значение $K_{кв}$ (опред. по формуле 9) составит 9,0;
- значение $K_{оф}$ (опред. по формуле 11) составит 49,3 / 95,4 / 356,4.

Получаемое значение коэффициента $K_{оф}$ позволяет отнести состояние опасности скважины к опасному, когда организационные и технические мероприятия необходимо проводить в кратчайшие сроки.

Однако, в случае использования линейной функции и применения операции перемножения коэффициентов итоговое значение $K_{оф}$ будет составлять 43,6 / 55,4 / 79,2 соответственно (для трёх случаев определения K_x), т.е. даже при самом худшем случае не достигает критического значения 100.

Использование фактических данных по 111 пассивным скважинам (приложение Г) также позволило подтвердить приведенные аргументы.

2.6 Определение уровней опасности ПФС

2.6.1 Кластеризация уровней опасности

С целью апробации методики оценки опасности ПФС применялся метод экспертных оценок (раздел 2.2) на основе данных 111 пассивных скважин месторождений, находящихся в различных регионах России. Отличительной особенностью при достижении получаемого результата стало применение подхода получения экспертных оценок фокус-группой экспертов, состоящей их трех человек отобранных из 17-ти экспертов. Результаты оценки представлены в приложении Г.

Распределение скважин (приложение Г) по пассивным категориям (ликвидированные с нарушениями нормативных требований; находящиеся в консервации с нарушениями требований; ликвидированные в соответствии с нормативными требованиями по эксплуатационным критериям, но с повышенным K_x ; находящиеся в ожидании ликвидации) представлено на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Распределение данных ПФС

С целью определения оптимального количества уровней оценки опасности скважин выполнен анализ данных (приложение Г, таблица 2.5) с использованием библиотек Sklearn языка Python методами «Локтя» (рисунок 2.6) [158] «KMeans Clustering» (рисунок 2.7) и «Agglomerative Clustering» (рисунок 2.8) [159].

Таблица 2.5 – Корреляция исходных данных

Показатель	Среднее значение	Стандартное отклонение	Минимальное значение	1-й квартиль	2-й квартиль	3-й квартиль	Максимальное значение
M_1	6,9	3,3	1	5	8	10	10
M_2	5,9	3,7	2	2	5	10	10
M_3	7,6	2,8	2	9	9	9	9
M_4	2,7	2,1	1	1	3	3	8
M_5	1,7	1,3	1	1	1	1	4
M_6	1,9	1,7	1	1	1	1	6
M_7	7,7	2,2	2	7	9	9	9
M_8	1,7	1,4	1	1	1	1	5
M_9	6,3	3,7	1	5	5	10	10
M_{10}	5,4	4,1	1	1	5	10	10
M_{11}	3,8	1,7	1	2	5	5	9
M_{12}	2,4	2,6	1	1	1	5	10
M_{13}	1,8	1,4	1	1	1	3	8

M_{14}	1,8	1,4	1	1	1	3	8
M_{15}	2,3	1,2	2	2	2	2	10
P_1	5,1	2,9	1	2	4	7	9
P_2	7,6	2,0	1	7	7	9	9
P_3	3,5	1,0	2,1	2,8	3,4	4	7,5
P_4	5,8	2,3	2,1	4	5,9	7,9	9,1
$K_{оп}$	4,0	0,8	2	3,3	4	4,6	5,6
$K_{кв}$	5,5	1,3	1,6	4,8	5,3	6,3	7,8
K_x	0,5	0,2	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9
$K_{оф3}$	32,5	10,3	4,6	26,2	32,5	39,6	57,6
$K_{оф4}$	54,4	27,1	4,2	34,9	46,6	78,5	100

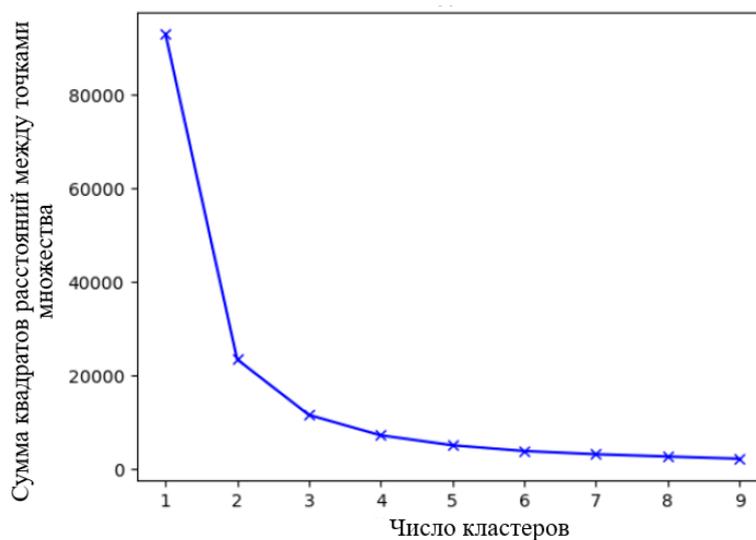


Рисунок 2.6 – Результат обработки данных методом «Локтя»

Из рисунка 2.6 следует, что выборку исходных данных по 111 скважинам возможно разделить на 4-5 кластеров, различие между кластерами 5-9 незначительное. На рисунке 2.7 представлены результаты математической обработки данных методом «KMeans Clustering».

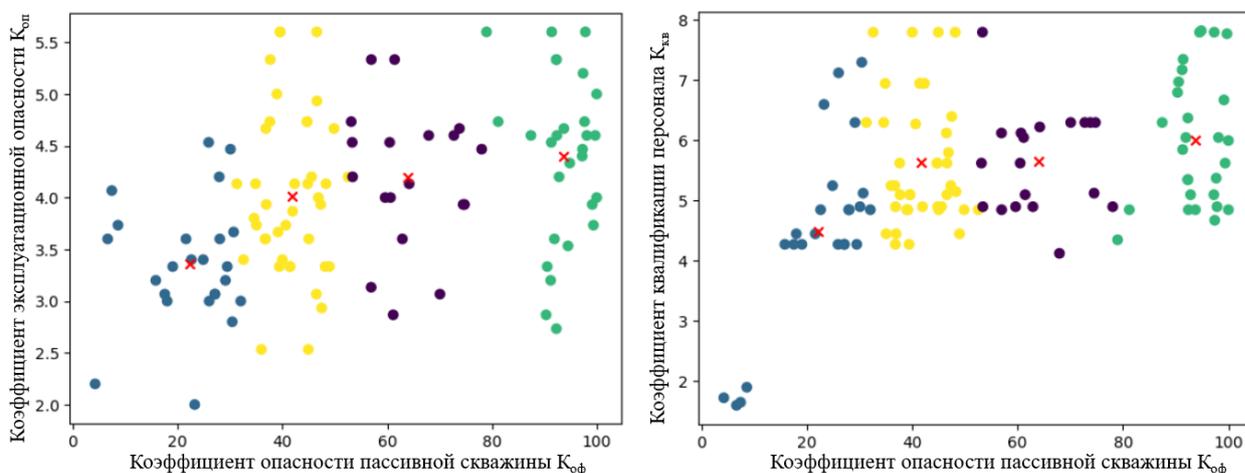


Рисунок 2.7 – Результат обработки методом «KMeans Clustering»

Из рисунка 2.7 следует, что при разбиении на 4 кластера, в первом кластере ($K_{оф} < 30$) выделяются четыре скважины с $K_{оф} < 10$. С целью выделения скважин, стремящихся к безопасному состоянию, предлагается разбиение на 5 кластеров (рисунок 2.8).

В соответствии с [160] различают 6 классов (категорий) опасности, к 6 классу относят низкий риск объекта, на котором плановые проверки контрольно-надзорными органами не проводятся. Для ПФС такой вариант не приемлем, поэтому 5 уровней опасности ПФС являются наиболее актуальными.

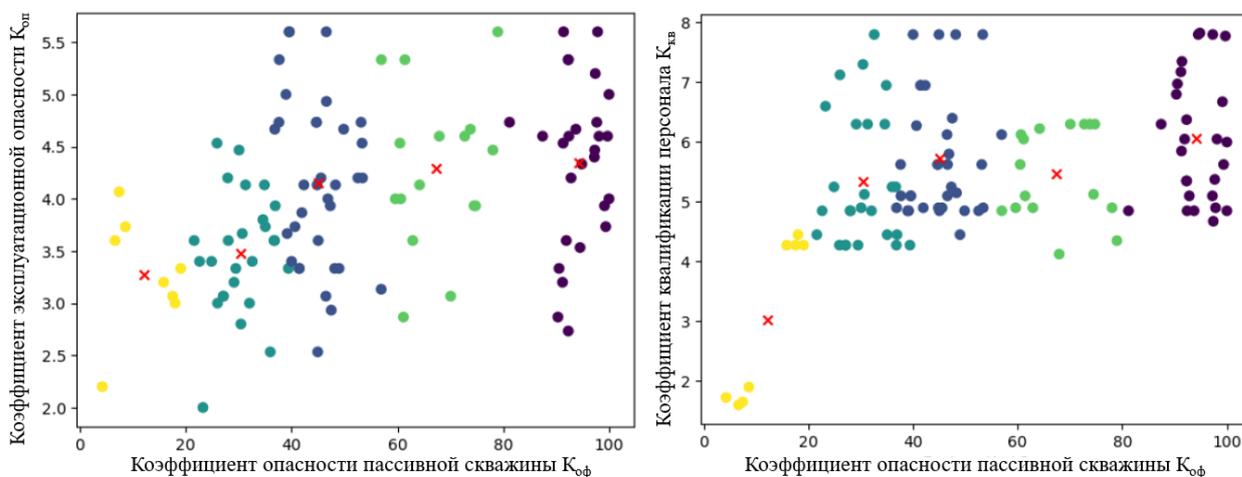


Рисунок 2.8 – Результат обработки методом Agglomerative Clustering

На рисунке 2.8 представлено распределение пяти кластеров. Из рисунка следует, что максимальное количество скважин находится в диапазоне коэффициента опасности фонда от 30 до 50, 27 скважин имеют показатель опасности более 80.

Таким образом, для коэффициентов опасности фонда скважин ($K_{оф}$) в диапазоне от 0 до 100 принимается следующая дифференциация:

- 1 уровень, $K_{оф}$ более 80 — состояние чрезвычайно высокой опасности;
- 2 уровень, $K_{оф}$ более 50 до 80 (включительно) — состояние высокой опасности;
- 3 уровень, $K_{оф}$ более 30 до 50 (включительно) — состояние повышенной опасности;

– 4 уровень, $K_{оф}$ более 10 до 30 (включительно) — состояние низкой опасности;

– 5 уровень, $K_{оф}$ более 0 до 10 (включительно) — состояние, стремящееся к безопасному.

В случае если расчётное значение $K_{оф}$ превышает 100, для дальнейшей оценки принимается значение $K_{оф}$ равное 100, а состояние опасности скважины принимается — состояние чрезвычайно высокой опасности.

2.6.2 Анализ уровней опасности объектов нефтегазового комплекса на основе нормативных документов

Анализ уровней опасности на основе нормативных документов представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Анализ показателей опасности в соответствии с нормативными документами

Нормативные документы	Характеристика опасностей
Приказ Ростехнадзора от 20.11.2023 №410 [161] Уровни события	1-й уровень – авария Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ
	2-й уровень – инцидент Отказ или повреждение технических устройств, применяемых на ОПО, отклонение от установленного режима технологического процесса
	3-й уровень – предпосылка к инциденту Изменение технологических параметров режима работы ОПО, которое может приводить к инциденту
Приказ МЧС от 05.07.2021 №429 [162] Критерии отнесения события к чрезвычайным ситуациям	1. Разлив (выброс) нефти (нефтепродуктов) на сухопутной части территории в объеме 5 т и более. 2. Загрязнение водного объекта (внутренние морские воды, территориальное море, прилегающая и исключительная экономическая зона Российской Федерации, а также поверхностные и подземные водные объекты) нефтью (нефтепродуктами) в объеме 1 т и более. 3. Загрязнение водного объекта источника питьевого водоснабжения в границах 1 и (или) 2 и (или) 3 поясов зоны санитарной охраны.
Федеральный закон от 30.12.2001 №197 [163]	Несчастный случай на производстве (групповой, смертельный, тяжелый, легкий), микротравма

На основе результатов анализа уровней опасности объектов нефтегазового комплекса определены качественные и количественные характеристики (с учетом их возможного сочетания) уровней опасности ПФС, представленные в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Характеристика уровней опасности ПФС

№ п/п	Уровень опасности ПФС	Характеристика скважины
1	1 – состояние чрезвычайно высокой опасности	Заброшенные и разукomплектованные скважины, отсутствие контроля, отсутствие государственного надзора, опасность залповых выбросов опасных веществ (более 1 т), открытого огня, неконтролируемого взрыва. Опасность группового несчастного случая со смертельным исходом
2	2 – состояние высокой опасности	Полное или частичное разрушение оборудования, опасность залповых выбросов опасных веществ (от 0,5 до 1 т), включая отдельные случаи возникновения горения, загрязнения окружающей территории (грунтов, атмосферного воздуха, поверхностных вод), опасность несчастных случаев (легкий, тяжелый, смертельный) для работников эксплуатирующих предприятий и населения
3	3 – состояние средней опасности	Отмечаются нарушения требований безопасности технического и организационного характера, отмечаются незначительные утечки нефти (до 0,5 т), выбросы газа без возгорания. Возможны микротравмы работников и населения
4	4 – состояние низкой опасности	Отмечаются незначительные нарушения требований безопасности, в основном организационного характера
5	5 – состояние, стремящееся к безопасному	Соответствует нормальному режиму эксплуатации скважин, требованиям безопасности

2.7 Алгоритм оценки опасности ПФС

На основе результатов проведенных исследований разработана методика оценки опасности ПФС, содержащая пять этапов, алгоритм которой представлен на рисунке 2.9.

Необходимо отметить, что нефтяные и газовые скважины, исходя из основного контекста исследования — обеспечение безопасности ПФС — не разделяются на отдельные блоки, рассматриваются как идентичные опасные объекты. При этом их идентичность основывается на следующем:

- на месторождении могут быть, как совместно нефтяные и газовые скважины, так и только нефтяные или газовые;

- технологии строительства (бурения) нефтяных и/или газовых скважин идентичны, равно как и технологии их контроля как в процессе эксплуатации, так и в режиме ПФС;

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [6] содержат идентичные требования промышленной безопасности для нефтяных и газовых скважин.

Оценка ПФС в бесхозном, неконтролируемом состоянии должна осуществляться с применением предложенной методики и того же набора параметров, что и для скважин конкретных недропользователей. В разделе 2.5 приводится пример оценки бесхозной скважины, простаивавшей с 1949 года.

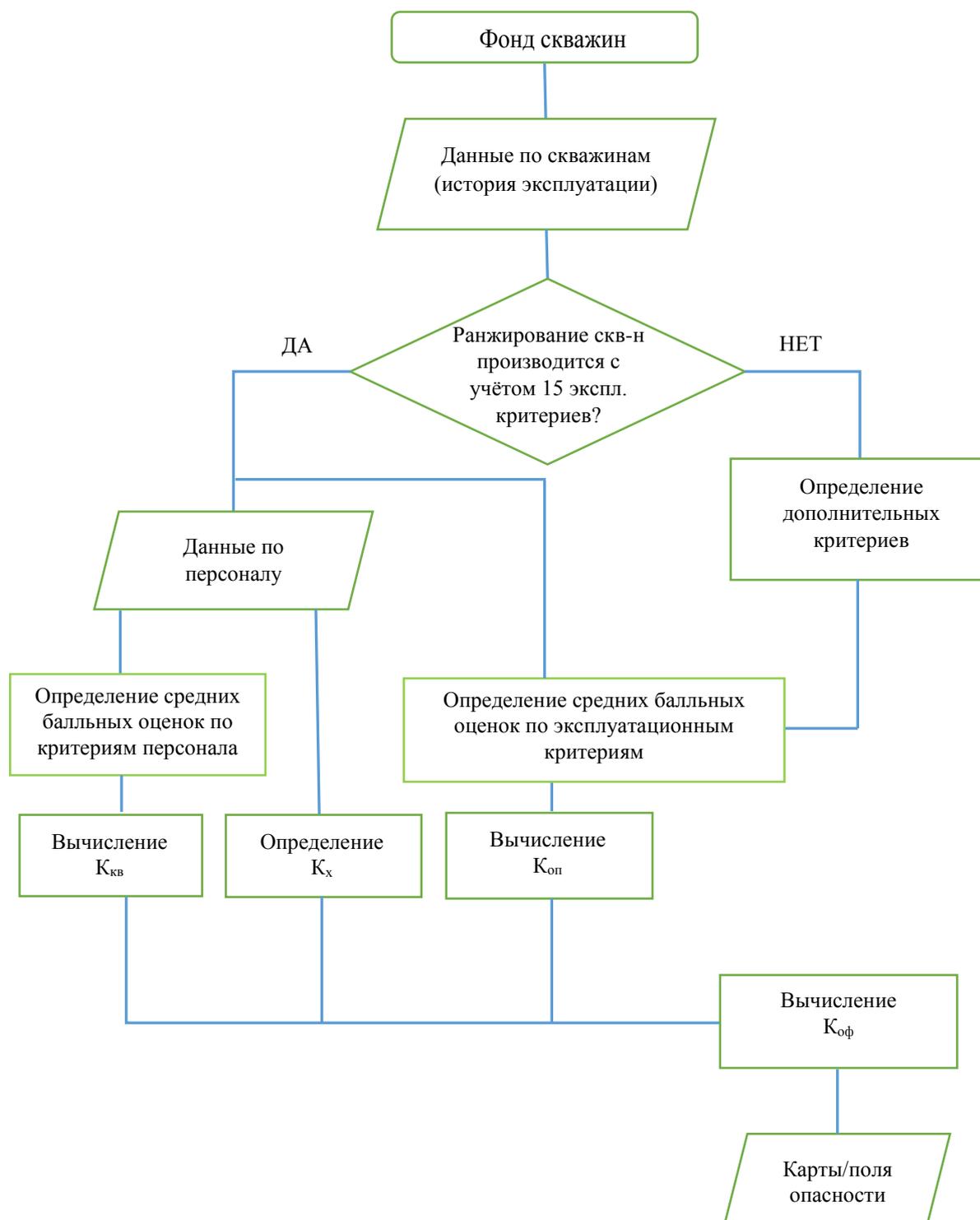
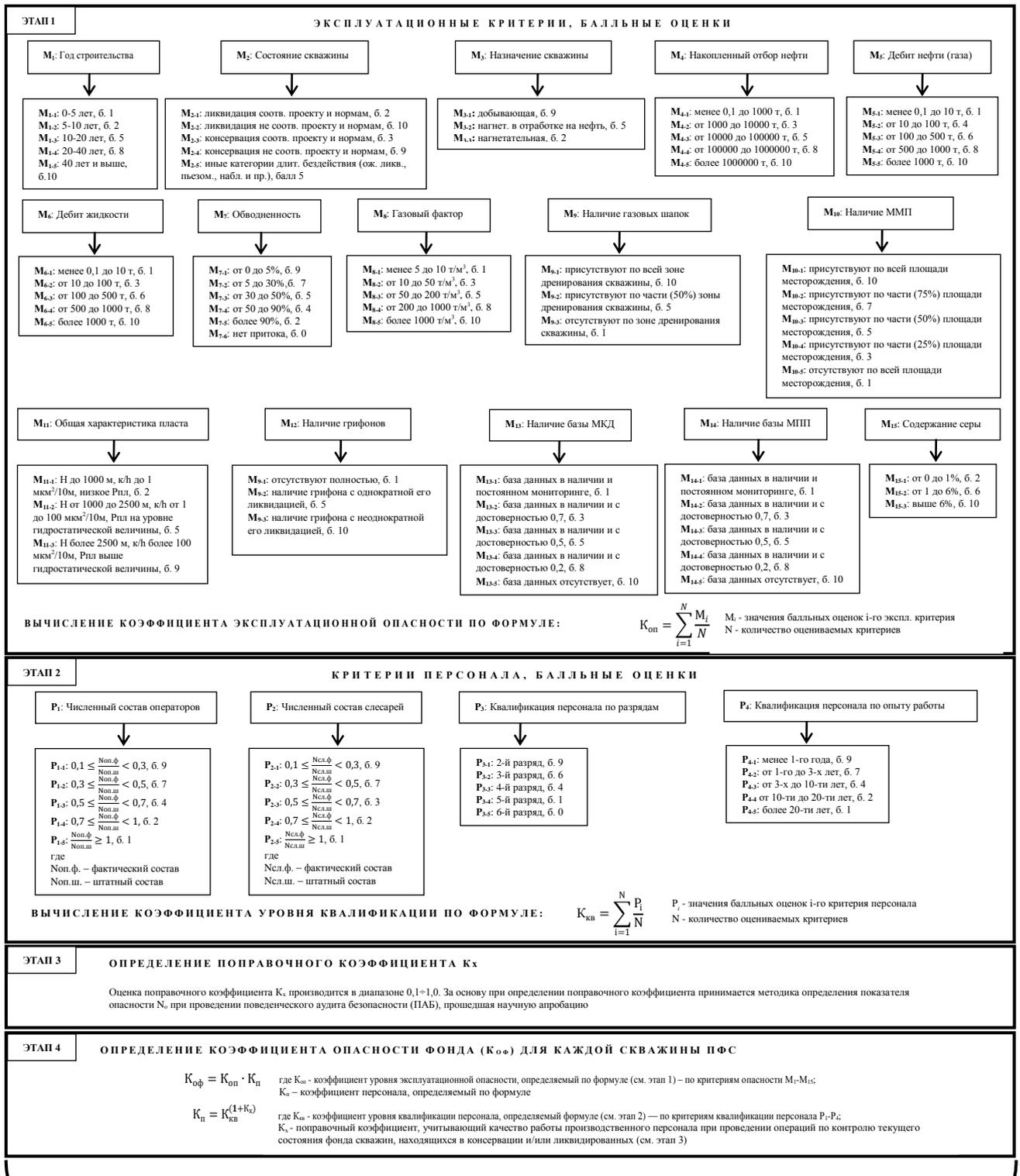


Рисунок 2.9 – Алгоритм получения карт/полей опасности

На рисунке 2.10 представлена общая блок-схема алгоритма реализации предлагаемой методики получения $K_{оф}$ с его последующим картографированием.



КАРТЫ/ПОЛЯ ОПАСНОСТИ ПФС
 (НА ОСНОВЕ БАЗЫ КООРДИНАТ УСТЬЕВ СКВАЖИН ПФС И ПОЛУЧЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ $K_{оф}$ ДЛЯ КАЖДОЙ СКВАЖИНЫ ПФС)

Примечание: в зависимости от количества инженерно-технических работников, привлекаемых к расчетно-аналитическим процедурам реализации методики, этапы 1-3 могут осуществляться как последовательно, так и параллельно

Рисунок 2.10 – Блок-схема получения $K_{оф}$ и карт/полей опасности

2.8 Проверка методики оценки опасности ПФС на адекватность

С целью проверки предлагаемой методики на адекватность проведен расчет риск-ориентированного интегрального показателя промышленной безопасности (далее – РОИП ПБ) по методике Ростехнадзора [20] (таблица 1.4) скважины №121 N-го месторождения (см. раздел 3.1). Результаты приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Оценка риск-ориентированного интегрального показателя промышленной безопасности

№ п/п	Фактор	Код	Базовый вес группы	Балл
1	Внешние факторы (техногенные)	01	1	2,774
2	Внешние факторы (антропогенные)	02	1	2,625
3	Внешние факторы (природные)	03	1	2,880
4	Общие характеристики объекта	04	4	3,000
5	Технические и технологические характеристики объекта	05	13	2,116
6	Персонал	06	15	2,813
7	Формирования	07	7	1,694
8	Организация производственного контроля	08	8	2,564
9	Документация в области промышленной безопасности	09	3	2,387
10	Проверки Ростехнадзора	10	4	1,667
11	Экспертиза промышленной безопасности	11	4	1,000
12	Материальные и финансовые ресурсы	12	6	3,000
13	Пожарная безопасность	13	8	1,000
14	Предупреждение постороннего вмешательства	14	3	1,000
15	Аварийность	15	20	2,903
Значение показателя РОИП ПБ			2,319	
Лингвистическая переменная, характеризующая показатели группы факторов и РОИП ПБ с точки зрения промышленной безопасности			ХОРОШО	

Результат расчета уровня опасности данной скважины по предлагаемой методике ($K_{оф}=18,1$), представленный в разделе 3.1 (таблица 3.4), позволяет отнести скважину к состоянию низкой опасности.

В ходе тестовой оценки скважины установлено, что показатели №№7, 8, 10, 12, 13 (таблица 2.8) не являются значимыми при оценке скважин, особенно пассивных категорий. Это связано с тем, что ПФС как недропользователями, так и контролирующими органами признается неэффективным, утратившим производственный интерес, а зачастую и не подверженным контрольным

мероприятиям (случаи ликвидированных скважин, исключенных из состава ОПО).

Учитывая данные обстоятельства, аналогичным образом, в рамках внутреннего аудита ПФС, были проведены дополнительные расчёты РОИП ПБ по методике Ростехнадзора для ПФС различных регионов России, а полученные значения сопоставлены с показателями, рассчитанными по предлагаемой автором методике. Для расчетов были отобраны по пять скважин нефтегазоносных провинций: Западно-Сибирской (зс), Волго-Уральской (ву) и Северо-Кавказской (ск). Результаты оценки представлены в таблице 2.9. Буквенный индекс условных номеров скважин соответствует принадлежности к одной из трёх нефтегазоносных провинций.

Таблица 2.9 – Сопоставление риск-ориентированного интегрального показателя промышленной безопасности и показателя опасности ($K_{\text{оф}}$) ПФС

№ скв. (усл.)	РОИП ПБ	Лингвистическая переменная, характеризующая РОИП ПБ с точки зрения промышленной безопасности	$K_{\text{оф}}$	Уровень опасности
1зс	1,58	плохо	99,16	состояние чрезвычайно высокой опасности
2зс	1,92	удовлетворительно	73,79	состояние высокой опасности
3зс	2,15	удовлетворительно	42,33	состояние средней опасности
4зс	2,28	хорошо	27,11	состояние низкой опасности
5зс	2,63	отлично	3,71	состояние, стремящееся к безопасному
1ву	1,82	удовлетворительно	94,52	состояние чрезвычайно высокой опасности
2ву	2,18	удовлетворительно	56,97	состояние высокой опасности
3ву	2,23	хорошо	41,44	состояние средней опасности
4ву	2,36	хорошо	25,91	состояние низкой опасности
5ву	2,60	отлично	5,3	состояние, стремящееся к безопасному
1ск	1,29	очень плохо	95,43	состояние чрезвычайно высокой опасности
2ск	2,31	хорошо	62,90	состояние высокой опасности
3ск	2,39	хорошо	47,49	состояние средней опасности
4ск	2,37	хорошо	27,93	состояние низкой опасности
5ск	2,61	отлично	8,91	состояние, стремящееся к безопасному

Сопоставление полученных результатов (лингвистических характеристик) по скважинам, по двум методикам, говорит о получении сопоставимых результатов только в шести случаях (скважины 3зс, 4зс, 5зс, 4ву, 1ск, 4ск). В остальных случаях результат оценки уровня опасности по авторской методике выше, чем по методике РОИП ПБ, что может свидетельствовать о ее превалирующей эффективности.

По скважинам с установленным уровнем чрезвычайно высокой опасности по предлагаемой расчётной схеме определения $K_{оф}$ (1зс, 1уп, 1ск) имеются акты внутреннего аудита, в которых зафиксированы факты разукomплектованности устьев (отсутствие бетонной тумбы на устье, отсутствие задвижек и иных элементов фонтанной арматуры).

Как указано в подразделе 1.2.1, методика определения РОИП ПБ по ряду причин (таблица 1.4) уступает полученным результатам при использовании предлагаемой расчетной схемы определения $K_{оф}$ и последующего графического его представления, что подтверждается результатами тестовых расчетов по скважинам (таблица 2.9).

С целью обоснованности уровней опасности специалистам организаций, предоставивших данные о ПФС (приложение Г), было предложено выполнить оценку опасности своих скважин по 5 уровням (таблица 2.7). Результаты оценки говорят о хорошей сходимости – 95 % (приложение Д).

2.9 Разработка мероприятий по снижению опасности ПФС

Все мероприятия, направленные на предупреждение опасности возникновения аварий можно разделить на организационные и технические, определяемые для каждого конкретного объекта в индивидуальном порядке.

К организационным мероприятиям целесообразно отнести следующие:

а) строгое выполнение работниками, обсуживающими ПФС, всех мероприятий по контролю каждой пассивной скважины, установленных

локальными и отраслевыми нормативными требованиями (проверяемое, в том числе, с помощью процедур поведенческого аудита безопасности);

б) своевременное реагирование на поступающие сигналы по фактам отклонения от безопасного состояния каждой пассивной скважины, включая (при необходимости) уровень высшего руководства эксплуатирующей организации;

в) повышение уровня квалификации персонала посредством теоретических и практических занятий с необходимой частотой;

г) ротация кадров между бригадами (участками) добычи УВС с целью получения оптимального распределения персонала по площади месторождения (в рамках разработанной методики это может обеспечить улучшение показателя $K_{кв}$);

д) увольнение работников, отличающихся низким уровнем правосознания и систематическим нарушением производственных требований;

е) прием на работу молодых специалистов, получивших среднее специальное или высшее образование, имеющих четко выраженное ответственное отношение к производственным задачам (по результатам предварительного собеседования), включая контроль ПФС;

ж) установление периодичности проведения производственных семинаров и занятий на местах (в цехах, бригадах, участках добычи УВС) с целью повышения уровня правосознания работников, осуществляющих функции контроля ПФС.

Мероприятия технического характера целесообразно определить следующие:

а) устранение источника опасности (устьевых протечек нефти, выхода газа);

б) своевременная замена технических устройств, составляющих обвязку устья скважины (задвижки, клапаны, вентили, фланцевые соединения, уплотняющие элементы и пр.) в целях предупреждения аварийных ситуаций;

в) проведение исследований для определения ЗЦ и МПП, МКД (в соответствии с программой исследований, разработанной в ПТД на разработку месторождения, а также в случае возникновения необходимости) и постоянной актуализации баз данных по определению ЗЦ и МПП, МКД;

г) своевременное (по результатам постоянного мониторинга) проведение работ по устранению фактов ЗЦ и МПП, МКД, грифонообразования;

д) применение технических устройств, обеспечивающих реализацию дистанционных методов контроля за состоянием устьев скважин, позволяющих сократить трудозатраты на мероприятия по контролю скважин обслуживающим персоналом, а также минимизировать влияние человеческого фактора на степень опасности каждой пассивной скважины (в рамках разработанной методики это может обеспечить минимизацию K_x);

е) постоянное поддержание нормативного состояния ПФС, включая все необходимые опознавательные и предупредительные знаки, ограждения, заглушки и пр.

В таблице 2.10 представлены действия организационно-технического характера ЭО ОО или недропользователя в зависимости от установленного уровня опасности ПФС.

Таблица 2.10 – Необходимые действия в зависимости от установленного уровня опасности ПФС

Уровень опасности ПФС	Характеристика опасности скважины	Необходимые предпринимаемые действия
1	Заброшенные и разукomплектованные скважины, отсутствие контроля, отсутствие государственного надзора, опасность залповых выбросов опасных веществ (более 1 т), открытого огня, неконтролируемого взрыва. Опасность группового несчастного случая со смертельным исходом	Устранение грубых нарушений, комплектация устьевого оборудования скважины в соответствии с требованиями безопасности. Установление периодичности визуального и инструментального контроля устья скважины. Ликвидация аварии силами специализированной противofонтанной службы. Возмещение ущерба окружающей среде и третьим лицам. Оказание медицинской помощи работникам. Расследование аварий и несчастных случаев на производстве в соответствии с требованиями законодательства.
2	Полное или частичное разрушение оборудования, опасность залповых выбросов опасных веществ (от 0,5 до 1 т),	Ликвидация аварии, в том числе с привлечением специализированной противofонтанной службы (при необходимости).

Уровень опасности ПФС	Характеристика опасности скважины	Необходимые предпринимаемые действия
	включая отдельные случаи возникновения горения, загрязнения окружающей территории (грунтов, атмосферного воздуха, поверхностных вод), опасность несчастных случаев (легкий, тяжелый, смертельный) для работников эксплуатирующих предприятий и населения	Возмещение ущерба окружающей среде и третьим лицам. Оказание медицинской помощи работникам. Расследование аварий и несчастных случаев на производстве в соответствии с требованиями законодательства. Разработка мероприятий по приведению скважины в соответствие с требованиями безопасности. Установление периодичности визуального и инструментального контроля устья скважины.
3	Отмечаются нарушения требований безопасности технического и организационного характера, отмечаются незначительные утечки нефти (до 0,5 т), выбросы газа без возгорания. Возможны микротравмы работников и населения	Устранение нарушений, приведение скважины в соответствие с требованиями безопасности. Замена технических устройств и/или элементов обвязки устья скважины. Установление периодичности визуального и инструментального контроля устья скважины. Учет и анализ микротравм работников, оказание помощи пострадавшим. Возмещение ущерба третьим лицам.
4	Отмечаются незначительные нарушения требований безопасности, в основном организационного характера	Устранение нарушений, приведение скважины в соответствие с требованиями безопасности
5	Соответствует нормальному технологическому режиму скважин, требованиям безопасности	Не требуются

ВЫВОДЫ К РАЗДЕЛУ 2

1. Предложена дифференциация на 15 показателей, характеризующих эксплуатационные данные работы скважин в истории разработки промышленного объекта (эксплуатационные критерии).

2. Предложена дифференциация на 4 показателя, учитывающих квалификационные характеристики обслуживающего ПФС персонала рабочих специальностей (критерии персонала).

3. Дифференциация по эксплуатационным критериям и критериям персонала позволит учитывать специфику эксплуатации различных ОО, определяющую перспективы содержания ПФС.

4. Разработана расчетная схема определения балльных оценок по эксплуатационным критериям и критериям персонала.

5. Разработан алгоритм вычисления коэффициентов опасности по эксплуатационным критериям ($K_{оп}$) и критериям персонала ($K_{кв}$),

6. Разработана математическая модель определения коэффициента опасности каждой конкретной скважины ($K_{оф}$), с учётом поправочного коэффициента (K_x), учитывающего степень ответственности обслуживающего персонала на основе результатов ПАБ, которая является основой для получения итоговых оценок опасности и их последующего картографирования.

7. На основе положений нормативных документов, установленных рекомендаций, действующих в отрасли и применения кластерного анализа обработки данных 111 скважин определены пять уровней опасности ПФС.

8. Выполняемое с учётом предлагаемой методики картографирование важной информации о степени опасности каждой скважины фонда на конкретном месторождении позволяет сделать вывод о существующей (намечаемой) тенденции изменения опасности по его площади в целом, или по отдельным специфическим участкам.

9. Предложены мероприятия организационного и технического характера, позволяющие обеспечивать снижение уровня опасности ПФС.

10. Руководящие и иные ответственные лица добывающего предприятия получают возможность наиболее полного, «наглядного» понимания ситуации, характеризующей уровень безопасности конкретного ОО «Фонд скважин». Появляется возможность ситуационного регулирования путем принятия решений, как в технической, так и в организационной части вопросов эксплуатации месторождений УВС.

11. Разработанная методика предназначена для работы инженерного персонала нефтегазодобывающей организации (ЭО ОО), представляет собой

последовательность инженерных действий персонала, преимущественно из состава инженерно-технических работников с соответствующей квалификацией, по описанному выше (раздел 2.7) поэтапному определению коэффициентов опасности фонда ($K_{\text{оф}}$) для каждой конкретной скважины ПФС.

12. Непосредственными пользователями конечного продукта — карт/полей опасности, может быть широкий круг специалистов: от инженера цеха по добыче нефти и/или газа до руководителя службы по обеспечению безопасности скважин, главного инженера и руководителя нефтегазодобывающей организации (предприятия, компании, холдинга).

3 ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАССИВОВ ДАННЫХ И КАРТ/ПОЛЕЙ ОПАСНОСТИ СКВАЖИН

Наиболее эффективно результаты проведения ранжирования пассивных скважин и расчётных процедур для определения коэффициентов опасности (раздел 2) могут быть использованы при решении задач текущего анализа и оценки опасности аварий.

К таким результатам относится, в частности, следующее:

- массив конкретной информации, подготовленный в любом удобном для конечного пользователя виде. Вариации ограничиваются лишь организационно-техническими возможностями оснащения того или иного пользователя;

- карта опасности в двухмерном изображении (2D-изображении), построенная на актуальной картографической модели в изолиниях с использованием специальных программных продуктов и реализованных в них алгоритмах интерполяции данных;

- поле опасности в трёхмерном представлении (3D-изображении), построенное на картографической модели аналогично карте опасности.

В рамках настоящей работы для построения 2D карт и 3D полей (поверхностей) использовался скрипт, написанный на языке Python, версия 3.7, с привлечением дополнительных open-source библиотек: pandas для манипулирования табличными данными, NumPy и SciPy для интерполяции, matplotlib для визуализации конечного результата.

Интерполянт строится путем триангуляции входных данных с помощью Qhull [164] и построения кусочно-кубического интерполяционного полинома Безье на каждом треугольнике с использованием схемы Клафа-Тохера [165, 166]. Гарантируется, что интерполянт будет непрерывно дифференцируемым.

Градиенты интерполянта выбираются так, чтобы кривизна интерполирующей поверхности была приближенно минимизирована. Необходимые для этого градиенты оцениваются с помощью глобального алгоритма, описанного в [167, 168].

Необходимый функционал реализован в библиотеке SciPy. Подготовительные шаги включают в себя построение 2D грида размером 150×150 и задание окружающих far-field условий за пределами выпуклой оболочки датасета, равными минимальному значению параметра N .

Инженерно-технический персонал предприятия, эксплуатирующего месторождение нефти (газа), получает возможность оценивать общую ситуацию (с точки зрения нормативов в области безопасности [3, 6]) на актуальной картографической модели, созданной с учетом широкого спектра установленных факторов опасности аварий, на которой показаны «слабые» места и зоны повышенной опасности.

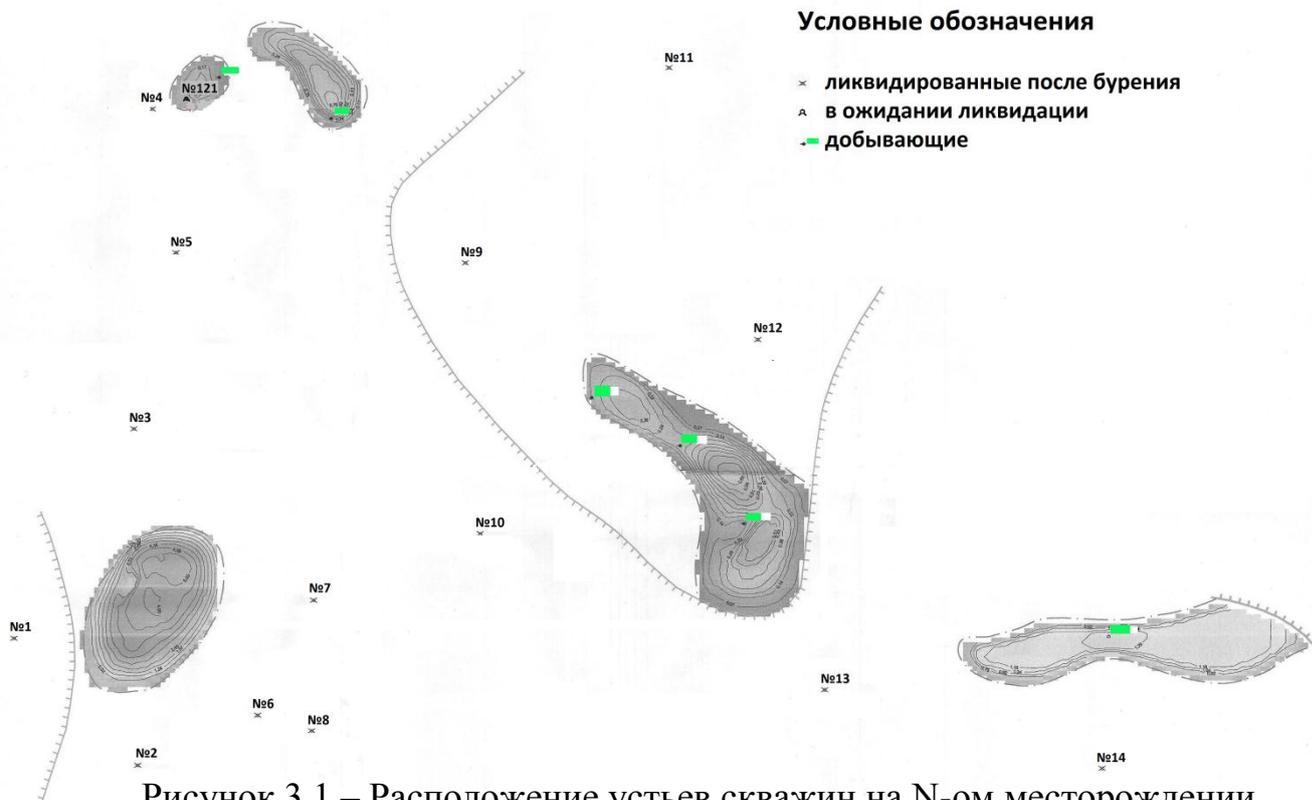
Результат (массив данных / карта / поле) может быть использован при решении задач текущего анализа (оценки) опасности: у инженерно-технического персонала предприятия, эксплуатирующего месторождение нефти (газа), появляется возможность наблюдать верифицированную (с учетом широкого спектра факторов) «картину» с выявлением «слабых» мест с точки зрения безопасности ОО «Фонд скважин» в целом.

При наличии детальных карт/полей опасности (в некотором роде «генплана») территории месторождения актуальной задачей для ответственных лиц эксплуатирующей организации становится принятие своевременных, первоочередных и остро необходимых решений и мер для обеспечения безопасности ОО «Фонд скважин». Причём эти решения и принимаемые меры безопасности базируются на глубоком и разностороннем анализе имеющейся геолого-технической информации по фонду скважин.

Также массивы данных и карты/поля опасности по ранжированным скважинам могут быть использованы для долгосрочного прогноза и планирования мероприятий, направленных на повышение защищенности ОО «Фонд скважин» от возникновения угроз инцидентов и аварий.

3.1 Построение карт/полей опасности на примере N-го месторождения

На рисунке 3.1 схематично показано расположение скважин (их устьев), пробуренных на N-ом месторождении.



Общая ситуация характеризуется следующими данными:

- размеры продуктивной площади месторождения — 4×2 км;
- общее количество пробуренных скважин — 21;
- количество скважин, ликвидированных (ликв.) сразу после бурения (по геологическим причинам) — 14;

- количество скважин в ожидании ликвидации — 1;
- количество скважин, находящихся в состоянии консервации — 0;
- количество эксплуатируемых добывающих скважин — 6.

Ситуация по фонду ликвидированных скважин и скважины, находящейся в ожидании ликвидации, описывается следующими данными:

- скважины бурились в 1989 году;

- на устье 14-ти скважин (ликв.) имеются защитные сооружения — бетонные тумбы размером 1,0×1,0×1,0 м с репером и информационной таблицей в соответствии с требованиями норм;

- на устье одной скважины (ожидание ликвидации) отсутствует сооружение — бетонная тумба размером 1,0×1,0×1,0 м с репером и информационной таблицей, установленными в соответствии с требованиями норм;

- скважины ликвидированы по геологическим причинам, как вскрывшие зону отсутствия коллекторов;

- по проектному назначению все скважины пробурены как добывающие;

- поскольку скважины ликвидированы сразу после бурения, добыча УВС (нефть, газ) не зафиксирована;

- газовый фактор составляет 9,5 м³/т;

- свободный газ, газ газовых шапок в продуктивных отложениях отсутствуют;

- на месторождении отсутствуют зоны многолетнемерзлых пород;

- нефтеносный пласт залегает на глубине 1200 метров, соотношение параметра проницаемости к нефтенасыщенной толщине — 50, пластовое давление — 12 МПа (на уровне гидростатического);

- грифоны отсутствуют полностью;

- мониторинг данных по замерам межколонных давлений ведётся с 1989 года в режиме постоянного пополнения значениями текущих замеров;

- мониторинг данных по определению заколонной циркуляции и межпластовых перетоков ведётся с 1989 года в режиме постоянного пополнения результатами текущих исследований;

- содержание серы (сернистого водорода) в продукции скважин — 0,01%;

- фонд скважин обслуживается одной бригадой, в составе которой числится пять операторов по добыче нефти и газа и два слесаря;

- два оператора по добыче имеют 5-й разряд, три оператора по добыче имеют 4-й разряд, слесари имеют 3-й разряд;

- три оператора по добыче работают в бригаде от 11-ти до 17-ти лет, два оператора по добыче работают в бригаде 4 года и 9 лет, слесари работают в бригаде три года.

Пример использования процедуры ранжирования массива информации скважин и определения балльных оценок, определения коэффициента опасности ($K_{оп}$) скважин, определения коэффициента уровня квалификации ($K_{кв}$) персонала, определения коэффициентов опасности фонда ($K_{оф}$) для скважин N-го месторождения, находящихся в ПФС приводится в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Значения балльных оценок (M_i , P_i) коэффициентов ($K_{оп}$), ($K_{кв}$), для определения коэффициента опасности ($K_{оф}$) скважин

Показатель	Номера скважин														121
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
M_1	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
M_2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	5
M_3	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
M_4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M_8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_{10}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_{11}	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
M_{12}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_{13}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_{14}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
M_{15}	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$K_{оп}$	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,5
P_1	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
P_2	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
P_3	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
P_4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
$K_{кв}$	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
K_x	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
$K_{п}$	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
$K_{оф}$	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	18,1

Следует заметить, что значение коэффициента $K_{оп}$ и $K_{оф}$ является одинаковым практически для всех скважин (за исключением одной), так как ликвидированный фонд скважин N-го месторождения характеризуется идентичными показателями эксплуатационной опасности (ликвидированы сразу

после бурения). Повышенное значение коэффициента опасности по скважине №121 связано с тем, что мероприятия по обустройству устья скважины, находящейся в состоянии ожидания ликвидации, не выполнены (отсутствует бетонная тумба).

Значение коэффициента $K_{кв}$ и, соответственно, $K_{п}$ является одинаковым для всех скважин, поскольку весь фонд скважин N-го месторождения обслуживается одной бригадой квалифицированных специалистов.

Поправочный коэффициент (K_x), учитывающий качество работы персонала при проведении операций по контролю текущего состояния пассивных скважин N-го месторождения, определяемый на основе процедуры ПАБ, принят 0,1 с учетом того, что месторождение эксплуатируется крупной нефтегазовой компанией (процедура ПАБ не проводилась, но внедряются высокие стандарты качества и управления безопасностью; в ближайшем будущем планируется проведение процедуры ПАБ).

Все расчетные значения $K_{оф}$ (16,7 и 18,1) характеризуются состоянием низкой опасности.

Итогом расчётных процедур по определению параметров опасности фонда скважин N-го месторождения, находящихся в ПФС, становится построение карты/поля опасности с применением специализированного (пример см. выше) программного обеспечения.

Полученный результат представляется на схеме расположения скважин путем нанесения полученных коэффициентов опасности для каждой скважины и обозначения значений, на которые необходимо обратить внимание (рисунок 3.2). При этом действующие добывающие скважины, в расчётах не участвуют, значений коэффициентов опасности на карте не наносятся.

Следует отметить, что представленные на рисунке 3.2 варианты двумерного изображения являются упрощенной версией графического отображения результата расчётов $K_{оф}$ по скважинам N-го месторождения. В данном случае не применялись программные комплексы для построения карт.

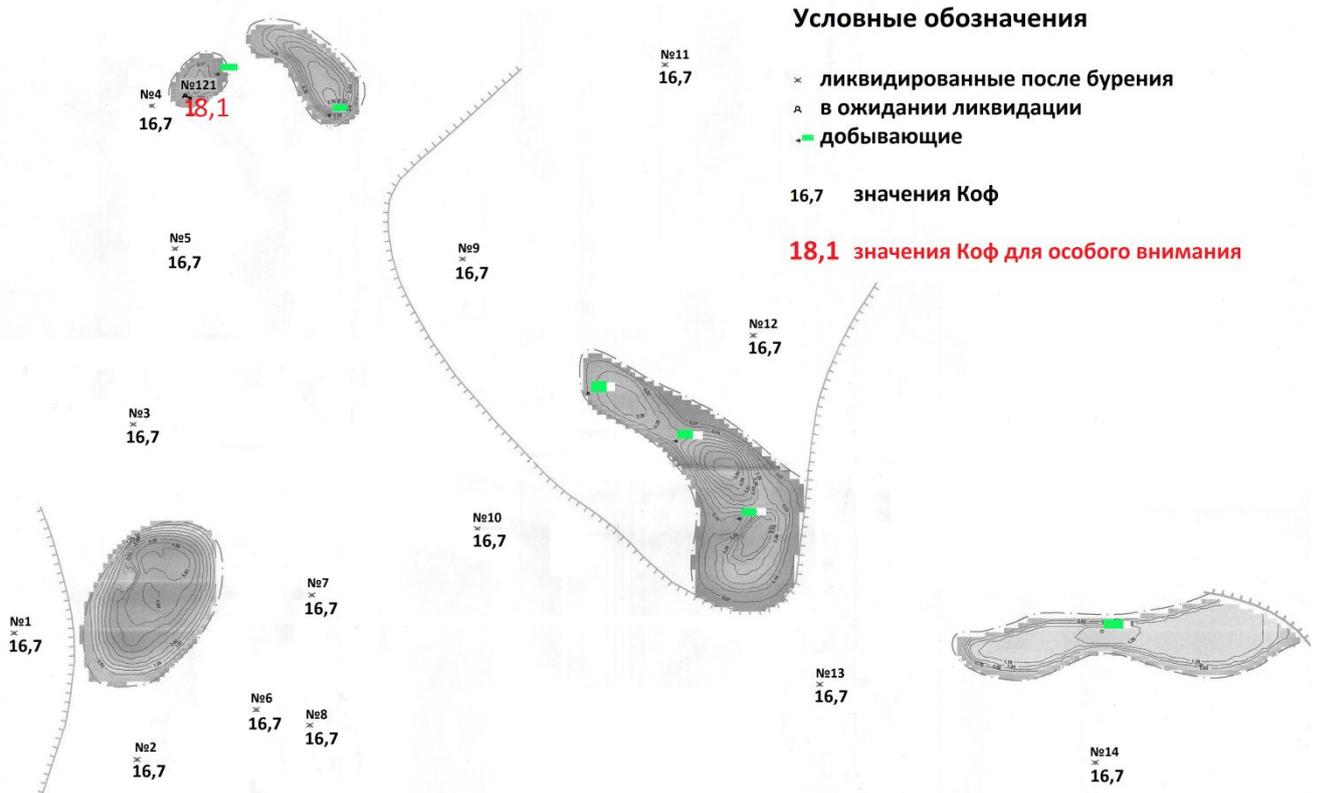


Рисунок 3.2 – Расположение устьев скважин на N-ом месторождении с указанием коэффициентов опасности

Полученные «экстремальные» (повышенные) значения $K_{оф}$, могут быть нанесены в «ручном» режиме, что может быть допустимо для недропользователей, эксплуатирующих небольшие месторождения с незначительным объемом показателей по количеству скважин в консервации и/или ликвидации.

Эффективным и информативным является представление результатов расчетов на картах/полях опасности по принципу «светофора» (с использованием цветовой палитры от зеленых оттенков к насыщенно красным). На рисунке 3.3 приводится вариант двухмерной карты (пример 2D) опасности по скважинам N-го месторождения, полученной с использованием специализированного программного (описание см. выше) продукта и реализованного в нем алгоритма линейной интерполяции.

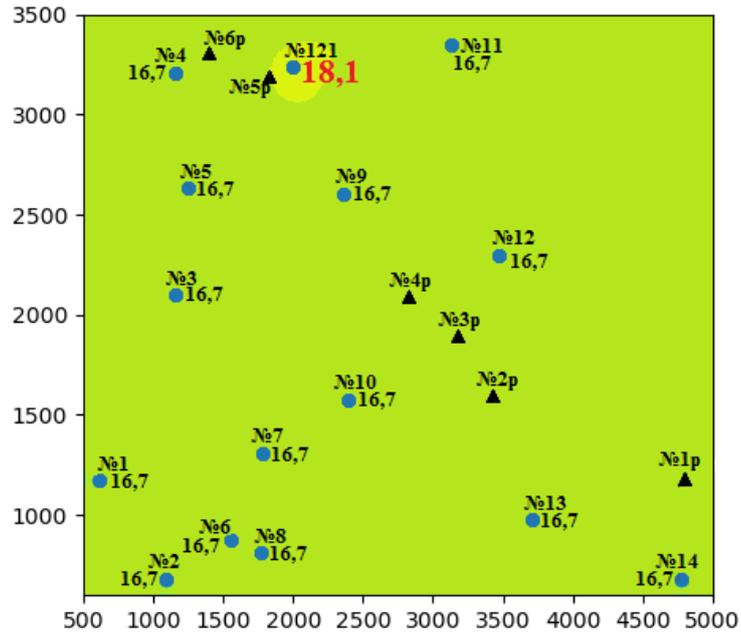


Рисунок 3.3 – Карта опасности N-го месторождения (пример 2D)
с указанием «слабых» мест

На рисунке 3.4 приводится вариант представления трехмерного поля опасности (3D) с применением масштабированного по оси значений (Z) диапазона. Иными словами, принят диапазон значений от 0 до 100, аналогично установленной иерархии (дифференциации) оценки степени опасности фонда (раздел 2.5).

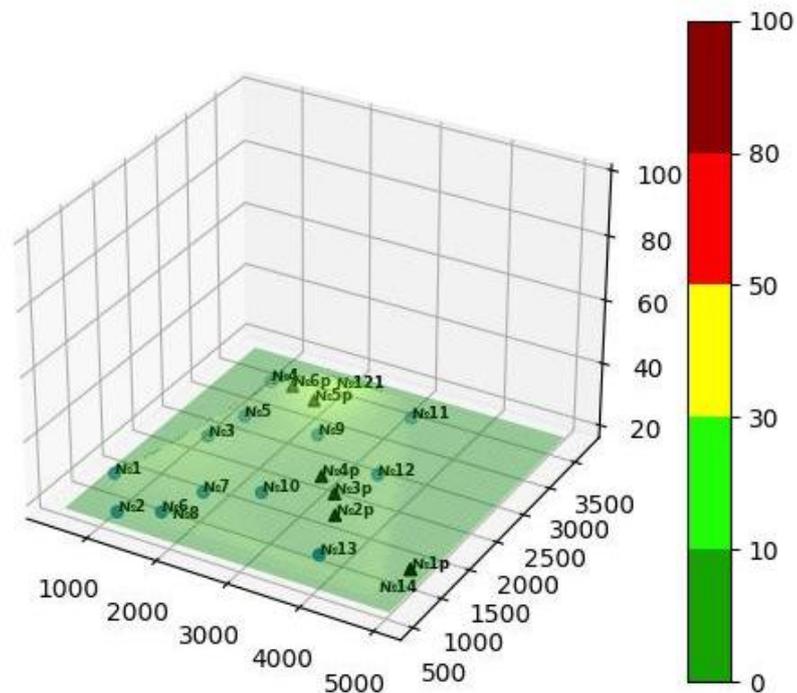


Рисунок 3.4 – Поле опасности N-го месторождения
(пример масштабируемого 3D-изображения)

Визуальное восприятие карты (рисунок 3.3) и поля (рисунок 3.4) опасности даёт оперативное понимание информации по скважинам N-го месторождения. Определить «слабое» место возможно как специалисту, так и руководителю.

На примере рассмотрения различной информации на N-ом месторождении (таблиц, карт, полей) для ПФС, можно сделать вывод, что степень (фон) опасности скважин пассивных категорий на данном месторождении можно в целом охарактеризовать, как «состояние низкой опасности». В то же время привлекает внимание факт нахождения в непосредственной близости от скважины №121 (находится в состоянии ожидания ликвидации, характеризуется повышенным значением $K_{\text{оф}}$) двух действующих добывающих скважин №5р и №6р, что в случае возникновения аварии на скважине №121 (например — неконтролируемый выброс опасного вещества, сопровождающийся горением и/или взрывом топливно-воздушной смеси) в конечном итоге может привести к эскалации аварии и значительному технологическому, экономическому и экологическому ущербу.

В развитие вариантов применения расчётной схемы определения коэффициентов опасности фонда ($K_{\text{оф}}$) в рассмотренной выше гипотетической ситуации для N-го месторождения возможно установить дополнительные допущения.

Например, ситуация по фонду скважин и обслуживающему их персоналу является полностью аналогичной, за исключением двух скважин:

- в скважине №10 отсутствуют данные по замерам МКД;
- в скважине №12 отсутствуют данные по определению ЗЦ и МПП.

В этом случае, с учётом разработанного методического подхода к определению значений балльных оценок по эксплуатационным критериям, значение балльной оценки по критерию M_{13} в скважине №10 составит 10, соответственно $K_{\text{оф}}$, определенный по формуле (11) для скважины №10 составит 20,9; значение балльной оценки по критерию M_{14} в скважине №12 составит 10, соответственно $K_{\text{оф}}$, определенный по формуле (11) также составит 20,9.

Карта и поле опасности по такому, условно критическому сценарию, аналогично картографическим построениям выше (рис 3.3, 3.4), приведены на рис. 3.5, 3.6.

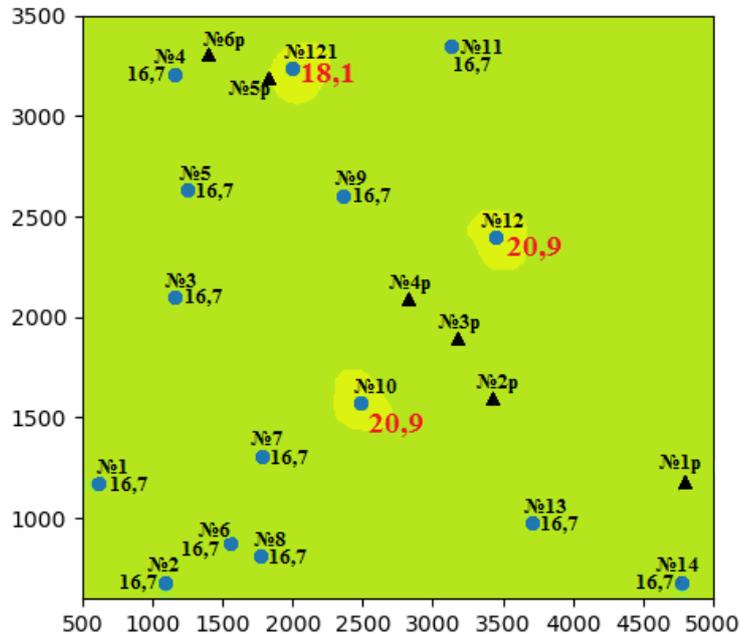


Рисунок 3.5 – Карта опасности N-го месторождения (пример 2D)

с указанием «слабых» мест — критический сценарий

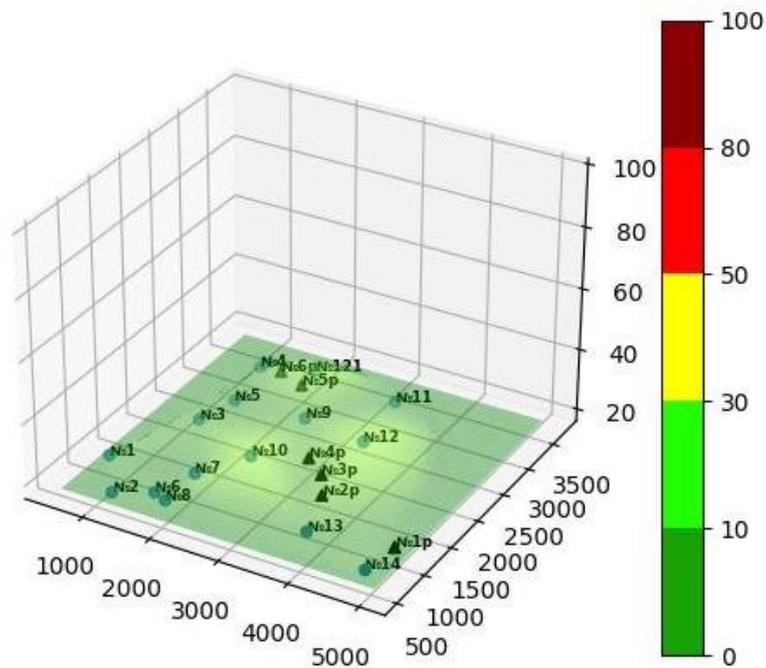


Рисунок 3.6 – Поле опасности N-го месторождения (пример 3D-изображения) — критический сценарий

При рассмотрении получаемых карты/поля опасности можно сделать вывод о прогнозируемой степени опасности скважин на N-ом месторождении. Состояние ОО «Фонд скважин» в целом можно охарактеризовать как «состояние низкой опасности». Факт нахождения в непосредственной близости от скважин №10, №12, №121 (характеризуются повышенным значением $K_{\text{оф}}$) большей части действующих добывающих скважин (пять из шести) N-го месторождения, позволяет предположить, что в случае возникновения аварии (например — неконтролируемый выброс опасного вещества, сопровождающийся горением и/или взрывом топливно-воздушной смеси) на одной скважине №12, возможна эскалация аварии и распространение поражающих факторов аварии на добывающие скважины №№ 3р, 4р; в исключительном (предполагаемом) случае возникновения аварии на всех трёх скважинах (№№10, 12, 121), определяющих «слабые» места с точки зрения обеспечения безопасности — практически вся территория N-го месторождения будет находиться в опасной зоне эскалации аварии, что может привести к тотальному (в масштабах месторождения) технологическому, экономическому и экологическому ущербу.

В этих случаях, для достижения безопасного состояния скважин необходима реализация технических и организационных мероприятий (раздел 2.9). В частности, на скважине №121, долгое время находящейся в состоянии ожидания ликвидации, необходимо привести устье скважины в соответствие с нормативными требованиями [6] посредством установки бетонной тумбы 1,0×1,0×1,0 м. По скважинам №10, №12 необходимо производить постоянный (с периодичностью один раз в неделю) визуальный контроль устья, а также инструментальный контроль загазованности территории (в радиусе 3-5 м от скважины) в целях определения возможных утечек УВС.

Наряду с этим, принимая во внимание общегосударственный тренд на цифровизацию, реализуемую практически во всех отраслях экономики России, необходимо учитывать факты предпринятых недропользователями мероприятий по организации дистанционного контроля работы скважин. Т.е. в случае, если недропользователь обеспечит дистанционный контроль за скважинами ПФС,

такие мероприятия позволят в индивидуальном порядке пересмотреть подходы к определению коэффициентов опасности ($K_{оф}$) каждой скважины за счёт пересмотра коэффициентов персонала ($K_{п}$).

Использование дистанционных методов измерений и контроля технического состояния скважин дает возможность корректировать информацию на картах/полях опасности. Это позволит расширить возможности оперативной оценки степени опасности для принятия решений о предупреждении или ликвидации прогнозируемой аварии.

Разработанная методика оценки уровня опасности ПФС, может служить основой для комплексного мониторинга изменений, происходящих на различных месторождениях нефти и газа в России и за ее пределами.

Различные варианты рассмотрения (использования) данных по определению коэффициентов опасности для каждой скважины ПФС на месторождении УВС позволят специалистам и руководителям нефтегазодобывающих организаций в оперативном порядке получать информацию о степени возможного опасного воздействия ПФС на общее состояние безопасности ОО «Фонд скважин».

В этих условиях, получаемые массивы данных по скважинам ($K_{оп}$, $K_{п}$, $K_{оф}$), карты/поля опасности фонда скважин ПФС могут стать эффективным инструментом для учета, контроля и принятия организационных и технических решений, направленных на обеспечение безопасности ОО «Фонд скважин», при этом совершенствуются элементы СУПБ (рисунок 2, таблица 3).

Таблица 3.2 – Совершенствование элементов СУПБ

Элемент СУПБ	Улучшение элемента СУПБ
Контекст организации	ПФС – часть ОО «Фонд скважин». Расширение зоны ответственности владельца опасного объекта за счет учета и контроля ПФС. Учет интересов заинтересованных сторон.
Управление рисками и возможностями в области ПБ	Оценка опасности ПФС, построение карт/полей опасности, своевременное принятие необходимых действий по обеспечению безопасности ПФС
Управление документацией в области ПБ	Внедрение методики оценки опасности ПФС

Мониторинг, измерения, оценка соответствий	Мониторинг штатных показателей ПФС. Количественная оценка уровня опасности ПФС.
Аудит (внутренний и внешний)	Непрерывный контроль ПФС со стороны владельца ОО и надзорных органов
Анализ происшествий. Корректирующие и предупреждающие действия	Установление области опасных зон и опасных ситуаций с учетом ПФС. Разработка мер по предупреждению и реагированию на опасности ПФС различного уровня

На рисунке 3.7 представлен механизм оценки опасности ПФС.

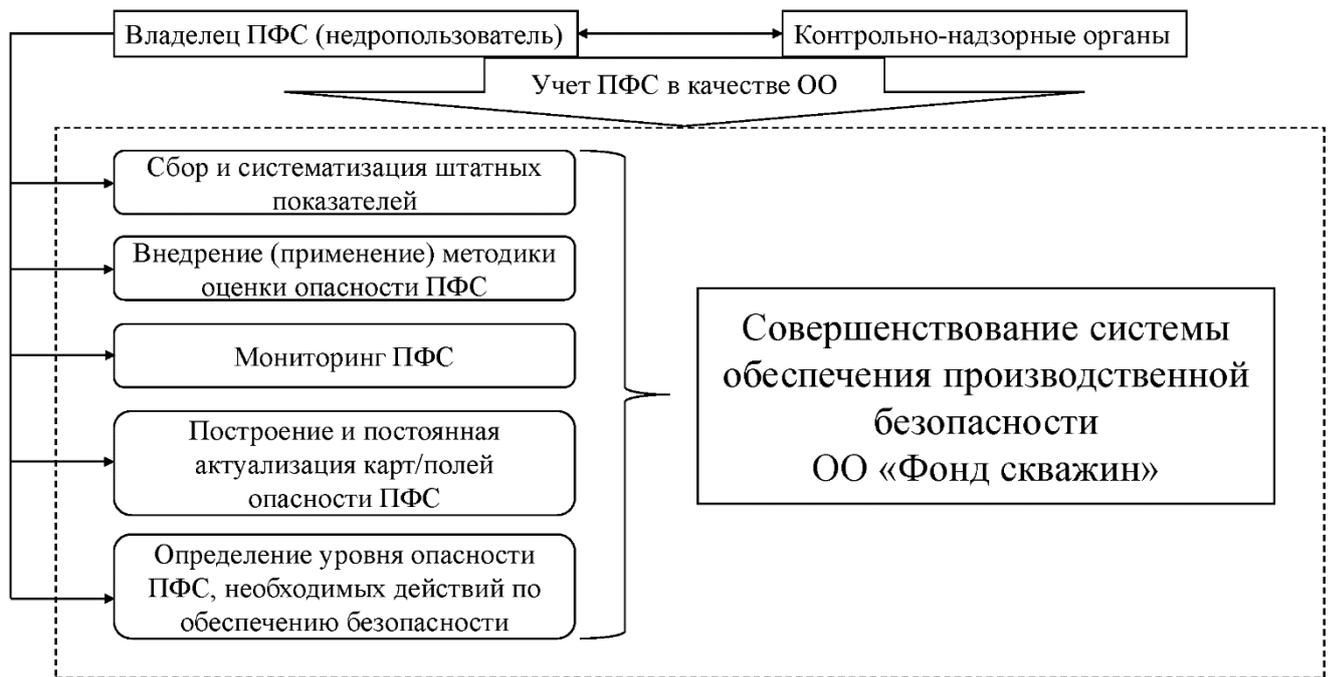


Рисунок 3.7 – Механизм оценки опасности ПФС

Предложенный механизм предусматривает постоянное взаимодействие владельца ПФС с контрольно-надзорными органами, при этом основой системы обеспечения безопасности ОО является выполнение оценочных процедур и непрерывная актуализация данных о ПФС.

3.2 Учёт природно-климатических факторов влияния в практике применения результатов построения карт/полей опасности скважин

Как отмечено в разделе 1, существующий сегодня нефтегазовый комплекс России и его непосредственное начало — нефтяные и газовые скважины —

неравномерно распространены по всей территории страны. Наибольшее количество скважин сосредоточено в Западной Сибири. Однако в других регионах также имеет место наличие ОО «Фонд скважин», характеризующихся присущей каждому региону природно-климатической спецификой. Иными словами, если в Сибири главными осложняющими факторами могут служить такие опасные геологические процессы и природные факторы как метеорологические условия (атмосферные осадки и режим их выпадения, температура), наличие многолетнемерзлых пород, наличие зон затопления вследствие сезонного разлива водных объектов, то на территории, например, нефтяных промыслов Кавказа — это геоморфологические условия (равнинный или холмистый рельеф, крутизна и экспозиция склонов), повышенная сейсмичность, на объектах Урало-Поволжья — карстовые процессы, на Камчатке — эндогенные природные процессы (землетрясения, вулканизм) и т.д.

В современных условиях землетрясения и даже цунами могут иметь не только природное происхождение, но и искусственное происхождение (наведенные землетрясения), когда сотрясения земной коры вызываются деятельностью человека [169]. Причинами наведенных землетрясений в районах нефтегазодобычи могут быть изменения напряженного состояния массива горных пород в результате добычи нефти и/или газа, применения методов воздействия на продуктивные пласты (гидравлический разрыв пласта) с целью повышения нефтеотдачи.

Специфические научные задачи инженерной защиты ОО «Фонд скважин» от проявления опасных геологических процессов в данной работе не рассматриваются. Однако, на конкретных месторождениях (лицензионных участках), где проявление опасных геологических процессов и природно-климатических факторов имеет подтвержденное, явное влияние на безопасность процесса добычи УВС, эти задачи могут быть отдельно изучены, а результаты учтены при реализации расчётов коэффициентов опасности скважин и картографировании. Кроме этого, мероприятия по контролю ПФС для таковых месторождений (лицензионных участков) необходимо планировать в режиме

индивидуального, детального подхода к каждому конкретному ОО «Фонд скважин» с учётом его географических и природно-климатических особенностей.

ВЫВОДЫ К РАЗДЕЛУ 3

1. Различные варианты рассмотрения (использования) данных по определению коэффициентов опасности для каждой скважины из числа ПФС месторождения УВС позволяют специалистам и руководителям нефтегазодобывающих организаций в оперативном порядке получать информацию о степени возможного опасного воздействия ПФС на общее состояние безопасности ОО «Фонд скважин».

2. Получаемые массивы данных по скважинам ($K_{оп}$, $K_{п}$, $K_{оф}$), карты/поля опасности ПФС, могут стать эффективным инструментом для принятия организационных и технических решений, направленных на повышение уровня безопасности ОО «Фонд скважин» в целом по месторождению нефти и/или газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе решена важная научная задача, имеющая значение в области обеспечения производственной безопасности ПФС.

1. Проведен анализ фонда скважин 10 крупнейших месторождений различных регионов России, позволивший определить долю ПФС в общем количестве пробуренных скважин (более 20%) и выявить количественные показатели ПФС, характеризующие их опасность.

2. Выдвинута и научно обоснована концепция совершенствования системы обеспечения производственной безопасности ПФС на основе рационального использования имеющейся геолого-технологической информации с учётом влияния человеческого фактора.

3. На основе экспертного метода и обработки данных установлены критерии опасности ПФС (15 эксплуатационных и 4 критерия персонала), а также установлены их балльные оценки, необходимые для определения коэффициентов эксплуатационной опасности ($K_{оп}$) и квалификации персонала ($K_{кв}$).

4. На основе анализа литературных данных, нормативных документов, кластерного анализа фактических показателей по 111 пассивным скважинам различных регионов России определены уровни опасности ПФС.

5. Предложены действия организационного и технического характера со стороны эксплуатирующей организации или недропользователя для обеспечения безопасности ПФС в зависимости от установленного уровня опасности.

6. Разработана методика оценки опасности ПФС, включающая возможность построения карт/полей опасности ПФС.

7. Разработан механизм оценки опасности ПФС.

8. Разработаны и внесены в «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» организационные решения при работе с ПФС непосредственно на эксплуатируемых лицензионных участках и месторождениях УВС (п.п. 1501, 1506).

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящей диссертации применены следующие сокращения:

АВПД — аномально-высокое пластовое давление;

ВАК — Высшая аттестационная комиссия;

ЗЦ — за колонная циркуляция;

ЛУ — лицензионный участок;

ММП — многолетнемерзлые породы;

МКД — межколонное давление;

МПП — межпластовые перетоки;

МПР — Министерство природных ресурсов и экологии РФ;

НТС — Научно-технический совет;

ООО — Общество с ограниченной ответственностью;

ОО — опасный объект;

ПАО — Публичное акционерное общество;

ПБНГП — Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

ПТД — проектно-технологическая документация;

ПФС — пассивный фонд скважин

РАН — Российская академия наук;

РГБ — Российская государственная библиотека;

РД — руководящий документ;

УВС — углеводородное сырье;

ФНП — Федеральные нормы и правила;

ХМАО — Ханты-Мансийский автономный округ;

ЦКР Роснедр по УВС — Центральная комиссия по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья

ЭПБ — экспертиза промышленной безопасности;

ЭО ОО — эксплуатирующая опасный объект организация;

ЯНАО — Ямало-Ненецкий автономный округ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2023. — 56 с.
2. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/573140185> (дата обращения: 01.06.2018)
3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: федер. нормы и правила в области пром. безопасности. — 3-е изд., испр. и доп. — Сер. 08. — Вып. 19. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2018. — 314 с.
4. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <http://docs.cntd.ru/document/901738039> (дата обращения: 01.06.2018).
5. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <http://docs.cntd.ru/document/901780631> (дата обращения: 01.06.2018).
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: федер. нормы и правила в области пром. безопасности. — 4-е изд., перераб. — Сер. 08. — Вып. 19. — М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2021. — 546 с.
7. Коробов, С.В. Новая технология экологически безопасной ликвидации нефтегазовых скважин в северных регионах [Текст] / С.В. Коробов, М.Г. Губайдуллин // Нефтепромысловое дело. — 2009. — № 3. — С. 42-44
8. Бастриков, С.Н. Жизнь скважины: монография — Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Тюменский индустриальный университет". — Тюмень, 2021. 213 с.
9. Байтурина, С.Р. Совершенствование методов обеспечения безопасности производственных объектов нефтедобывающих предприятий: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2011. 24 с.
10. Бакеев, Р.А. Обеспечение пожарной и фонтанной безопасности при расконсервации газовых скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Тюмень, 2004. 22 с.

11. Зайцев, Г.С. Научно-методические основы системного контроля за рациональным использованием ресурсной базы нефтяных месторождений (на примере Ханты-Мансийского автономного округа): автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17. — Москва, 2004. 57 с.

12. Клейменов, А.В. Обеспечение промышленной безопасности сероводородсодержащих объектов нефтегазовых месторождений на основе методов оценки и управления техногенными рисками: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2009. 45 с.

13. Коробов, С.В. Исследование взаимодействия нефтегазовых скважин с геокриологической средой с целью совершенствования технологий их консервации в Северных регионах: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.36. — Апатиты, 2009. 22 с.

14. Кустышев, И.А. Повышение качества изоляционных работ при консервации и ликвидации газовых скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. — Тюмень, 2004. 25 с.

15. Мячина, К.В. Геоэкологические последствия нефтегазодобычи в Оренбургском Приуралье: автореф. дис. ... канд. географ. наук: 25.00.36. — Барнаул, 2007. 19 с.

16. Наместников, С.В. Моделирование эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин на основе оптимального планирования ремонтно-восстановительных работ (на примере Шаимской группы месторождений): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01. — Тюмень, 2008. 20 с.

17. Никишов, В.И. Совершенствование технологии ремонтно-изоляционных работ по исправлению негерметичного цементного кольца (на примере месторождений Западной Сибири): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. — Уфа, 2010. 23 с.

18. Савинов, Р.А. Повышение уровня промышленной безопасности при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях Западной Сибири (на примере Приобского месторождения): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2013. 25 с.

19. Стрижнев, К.В. Комплексное моделирование ремонтно-изоляционных работ в скважинах (на примере нефтяных месторождений Западной Сибири): автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17. — Санкт-Петербург, 2011. 41 с.

20. Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности» / офиц. сайт ЗАО НТЦ ПБ / <https://www.safety.ru/danger-analyse/#/> дата обращения – 05.06.2023

21. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/564628744> (дата обращения 07.03.2023)

22. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/1300506233> (дата обращения 07.03.2023)

23. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/552083261> (дата обращения 07.03.2023)

24. Фомичева, О.А. Оценка производственной безопасности металлургического производства (на примере литейно-прокатного комплекса ООО «ОМК-Сталь» в г. Выкса): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.01. — Москва, 2010. 19 с.

25. Карапетов, Р.В. Влияние технико-технологических решений сооружения скважин на эффективность разработки и ликвидации месторождений [Текст] / Р.В. Карапетов, С.Б. Бекетов, А.-Г.Г. Керимов // Нефтепромысловое дело. — 2020. — № 8. — С. 68-72

26. Савинов, Р.А. Глушение аварийных фонтанов пластовых флюидов из скважин и ликвидация их негативного воздействия на объекты окружающей среды [Текст] / Р.А. Савинов, А.В. Конюхов, М.Г. Губайдуллин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2013. — № 1. — С. 39-42

27. Курбанов, Я.М. Опыт проведения ремонтно-изоляционных и ликвидационных работ на старом фонде геолого-разведочных скважин [Текст] / Я.М. Курбанов, Н.А. Черемисина, Р.К. Комбаров, Г.Я. Курбанов, Н.Н. Закиров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2013. — № 12. — С. 33-38

28. M. Mainguy, P. Longuemare, A. Audibert and E. Lécolier. Analyzing the Risk of Well Plug Failure after Abandonment// Oil & Gas Science and Technology. — 2007. — №3. — С. 311-324

29. David Buchmiller, Per Jahre-Nilsen, Stian Sætre, Eric Allen. Introducing a new Recommended Practice for Fit for Purpose Well Abandonment// Journal of Petroleum Technology. — 2016 — № 69 — С. 71-76

30. Мартынюк, В.Ф. Методология применения анализа риска в целях обеспечения промышленной безопасности на объектах нефтегазового комплекса: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2009. 47 с.

31. Ляпин, А.А. Разработка методики оценки риска на этапе технико-экономического обоснования строительства объектов нефтегазовой отрасли: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Москва, 2005. 25 с.

32. Чабаев, Л.У. Технологические и методологические основы предупреждения и ликвидации газовых фонтанов при эксплуатации и ремонте скважин: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2009. 47 с.

33. Буркина, Е.Н. Совершенствование системы управления безопасностью опасных производственных объектов на основе применения показателя абсолютной опасности: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2009. 24 с.

34. Гиниятов, И.Г. Разработка тренажерного оборудования для повышения безопасности технологических процессов на нефтегазовых объектах: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2009. 24 с.

35. Рыбникова, А.В. Психологическое прогнозирование профессиональной пригодности специалистов опасных производств нефтегазовой отрасли к деятельности в экстремальных условиях: автореф. дис. ... канд. психол. наук: 05.26.03. — Санкт-Петербург, 2013. 18 с.

36. Шевченко, Д.И. Повышение промышленной безопасности нефтегазовых объектов путем совершенствования методологии оценки эффективности тренажерной подготовки персонала: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2013. 48 с.

37. Мельникова, Д.А. Теоретические и практические аспекты построения системы управления промышленной безопасностью на опасных производственных объектах (на примере ООО «Газпром трансгаз Самара»): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2016. 24 с.

38. Глебова, Е.В. Снижение риска аварийности и травматизма в нефтегазовой промышленности на основе модели профессиональной пригодности операторов: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2009. 46 с.

39. Фомина, Е.Е. Метод снижения рисков аварийности и травматизма на объектах хранения нефтепродуктов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.04. — Москва, 2000. 24 с.

40. Волохина, А.Т. Научно-методические основы совершенствования системы управления промышленной безопасностью на предприятиях магистрального транспорта газа с использованием компетентностного подхода к персоналу: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2018. 47 с.

41. Иванова, М.В. Научно-методические основы оценки и снижения риска травмирования работников топливно-энергетического комплекса: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.26.01. — Москва, 2020. 40 с.

42. Пат. №2719803 Российская Федерация: Способ создания карт/полей «опасности» для месторождений нефти и/или газа, опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса «Фонд скважин» по скважинам, находящимся в консервации и/или ликвидации// Рыбалов Э.А. — заявитель и патентообладатель Рыбалов Э.А. — №2019122700, заявл. 18.07.2019; зарег. 23.04.2020

43. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/902192610> (дата обращения: 01.10.2019).

44. СТО Газпром 18000.1-001-2021 «Единая система управления производственной безопасностью. Основные положения» (дата обращения: 01.10.2023)

45. ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»: офиц. сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://www.rosneft.ru/Development/HealthSafetyandEnvironment/?ysclid=lsklvypio778480331> (дата обращения: 01.10.2023)

46. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200175068?ysclid=lsk5bum7774054058> (дата обращения: 01.10.2023)

47. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200134681?ysclid=lskfyzb4a57416946> (дата обращения: 01.10.2023)

48. Фомина, Е.Е. Научно-методические основы формализации процесса расследования несчастных случаев на предприятиях топливно-энергетического комплекса: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 2.10.3. — Москва, 2023. 40 с.

49. Росприроднадзор: Федеральное агентство по надзору в сфере природопользования: офиц. сайт. — URL: https://rpn.gov.ru/upload/iblock/110/44nv0iasmyq2lorvcmlchdtztkvumsoo/Zakon-RF-ot-21.02.1992-N-2395_1-O-nedra.kh.pdf (дата обращения 07.03.2023)

50. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/554275693> (дата обращения: 01.10.2019).

51. Гонтаренко А.Ф., Кловач Е.В. Внутрифирменная подготовка и аттестация по промышленной безопасности на объектах нефтегазового комплекса [Электронный ресурс] — URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2011-02/19> (дата обращения 15.10.2019)

52. Афанасьев, И.Л. Оценка рисков при строительстве скважин в узбекской части Аральского моря [Текст] / И.Л. Афанасьев, О.А. Даньшина, И.Е. Клейменова, Ю.А. Полин, Р.Р. Рахматуллин // Нефтепромысловое дело. — 2010. — № 12. — С. 86-89

53. Кузнецов, Р.Ю. Проблемные вопросы оценки рисков аварий инцидентов на объектах нефтегазовой отрасли [Текст] / Р.Ю. Кузнецов, А.В. Клейменов, С.В. Глухов, А.В. Глухов // Нефтепромысловое дело. — 2011. — № 8. — С. 116-119

54. Поляков, Д.В. Оценка рисков межпластовых перетоков сероводородсодержащего газа на основе геолого-технологического моделирования разработки [Текст] / Д.В. Поляков, Р.И. Гатин, Р.Р. Шафиков // Нефтепромысловое дело. — 2019. — № 1. — С. 18-24

55. Вдовин, А.А. Человеческий фактор в эффективности диагностирования технологического оборудования объектов добычи сероводородсодержащего газа, конденсата, нефти [Текст] / А.А. Вдовин, А.В. Митрофанов // Нефтепромысловое дело. — 2009. — № 8. — С. 67-70

56. Кожин, В.Н. Построение карт уровня восприимчивости карбонатных пород к соляно-кислотным обработкам [Текст] / В.Н. Кожин, В.В. Фирсов, Н.В. Федоренко, А.А. Амиров, Д.К. Сагитов // Нефтепромысловое дело. — 2015. — № 3. — С. 18-21

57. Земцов, Ю.В. Многофакторный анализ эффективности ликвидации заколонной циркуляции воды в нефтедобывающих скважинах [Текст] / Ю.В. Земцов, А.С. Устюгов // Нефтепромысловое дело. — 2017. — № 2. — С. 55-59

58. Мухлиев, И.Р. Некоторые приёмы по реликвидации скважин на примере Алькеевской площади [Текст] / И.Р. Мухлиев, Л.Р. Сагидуллин, А.Г. Минуллин, А.А. Махмутов, Р.Г. Сарваретдинов, И.Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. — 2018. — № 7. — С. 23-28

59. Никонов, А.И. Учёт геодинамических факторов при ликвидации нефтегазовых скважин [Текст] / А.И. Никонов, М.К. Тупысев // Нефтепромысловое дело. — 2018. — № 9. — С. 53-56

60. Кувыкин, В.С. Повышение уровня промышленной безопасности объектов нефтедобычи за счет совершенствования процесса обучения операторов [Текст] / В.С. Кувыкин, Е.В. Глебова, М.В. Иванова, А.Т. Волохина // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 12. — С. 132-134

61. Тарасов, М.Ю. О консервации и ликвидации опасных производственных объектов нефтегазового комплекса [Текст] / М.Ю. Тарасов, В.Е. Панов, Е.А. Мякишев, А.В. Богданов, Р.Р. Хусаинов // Нефтяное хозяйство. — 2014. — № 2. — С. 58-61

62.Глебова, Е.В. Совершенствование системы управления промышленной безопасностью в нефтегазовых компаниях на основе оценки профессиональных компетенций [Текст] / Е.В. Глебова, А.Т. Волохина // Нефтяное хозяйство. — 2017. — № 1. — С. 101-102

63.Кувыкин, В.С. Повышение уровня промышленной безопасности объектов нефтедобычи за счет совершенствования процесса обучения операторов [Текст] / В.С. Кувыкин, Е.В. Глебова, М.В. Иванова, А.Т. Волохина // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 12. — С. 132-134

64.Тарасов, М.Ю. О консервации и ликвидации опасных производственных объектов нефтегазового комплекса [Текст] / М.Ю. Тарасов, В.Е. Панов, Е.А. Мякишев, А.В. Богданов, Р.Р. Хусаинов // Нефтяное хозяйство. — 2014. — № 2. — С. 58-61

65.Глебова, Е.В. Совершенствование системы управления промышленной безопасностью в нефтегазовых компаниях на основе оценки профессиональных компетенций [Текст] / Е.В. Глебова, А.Т. Волохина // Нефтяное хозяйство. — 2017. — № 1. — С. 101-102

66.Хозяинов, В.Н. Ликвидация нефтегазовой скважины на заозерённой территории [Текст] / В.Н. Хозяинов, А.В. Кустышев, А.П. Федосеев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2010. — № 7. — С. 33-35

67.Пономаренко, Д.В. О надежности ликвидации скважин, выполнивших своё назначение [Текст] / Д.В. Пономаренко, Г.А. Белоусов, С.В. Журавлев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2012. — № 4. — С. 16-19

68.Калиев, И.С. К вопросу ликвидации скважин ПХГ [Текст] / И.С. Калиев, А.М. Лихущин, А.Б. Выдрин, О.А. Ковалевская, А.В. Литвинов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2018. — № 12. — С. 47-53

69.Безродный, Ю.Г. Экологические аспекты ликвидации морских поисковых и разведочных скважин в Северном Каспии [Текст] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2019. — № 3. — С. 35-39

70. Мыслюк, М.А. Оценка риска принятия решений в бурении // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2012. — № 1. — С. 18-23

71. Гасумов, Р.А. Обеспечение промышленной безопасности производственных объектов за счёт применения перспективных технологий [Текст] / Р.А. Гасумов, И.Ю. Шихалиев, И.С. Шихалиева, Р.С. Никитин, Д.В. Гришин, С.А. Пискарев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — 2016. — № 2. — С. 24-32

72. Ксандопуло, С.Ю. Разработка системы прогнозирования аварий и катастроф на опасном производственном объекте на основе индикаторов промышленной безопасности [Текст] / С.Ю. Ксандопуло, С.Ю. Маринин, В.В. Новиков, А.В. Зитнер // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2008. — № 10. — С. 36-41

73. Глухов, С.В. Построение полей потенциального риска от возможных аварий на точечных и линейных объектах нефтегазовой отрасли с помощью программного комплекса «БАЯЗЕТ» [Текст] / С.В. Глухов, А.В. Клейменов, А.В. Глухов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2010. — № 12. — С. 92-93

74. Зорина, О.Я. Система удаленного газомониторинга приустьевого пространства ликвидированных глубоких скважин [Текст] / О.Я. Зорина, В.В. Кудинов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2012. — № 8. — С. 26-28

75. Ушивцев, В.Б. Опыт исследования устьев ликвидированных скважин в Каспийском море [Текст] / В.Б. Ушивцев, Н.Б. Водовский, М.Л. Галактионова, Д.И. Ермаков, В.В. Ушивцев, С.А. Котеньков // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2013. — № 5. м — С. 37-44

76. Кустышева, И.Н. Охрана окружающей среды при ликвидации нефтегазовых скважин на месторождениях Западной Сибири [Текст] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2013. — № 7. — С. 18-21

77.Иванова, М.В. Оценка состояния культуры безопасности на предприятии топливно-энергетического комплекса с использованием методов математической статистики [Текст] / М.В. Иванова, Е.В. Глебова, Л.Н. Невская // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2018. — № 4. — С. 55-58

78.Иванова, М.В. Оценка профессиональной пригодности специалистов ООО «Газпром трансгаз Самара» с использованием метода регрессионного анализа [Текст] / М.В. Иванова, Е.В. Глебова, И.В. Ретинская // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2018. — № 5. — С. 20-22

79.Шкунова, П.А. Использование кластерного анализа для выявления профессионально важных качеств операторов по добыче нефти и газа [Текст] / П.А. Шкунова, А.Т. Волохина, Е.В. Глебова, И.В. Ретинская // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2018. — № 6. — С. 18-22

80.Иванова, М.В. Оценка профессионального риска работников топливно-энергетического комплекса [Текст] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2019. — № 2. — С. 55-58

81.Глебова, Е.В. Разработка математической модели оценки влияния человеческого фактора на безопасность производственных процессов [Текст] / Е.В. Глебова, И.В. Ретинская, А.Т. Волохина, М.А. Гуськов, Т.Н. Гуськова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2019. — № 3. — С. 34-38

82.Рыбалов, Э.А. Применение методов экспертных оценок при анализе опасности нефтяных и газовых скважин в состоянии консервации и ликвидации [Текст] / Э.А. Рыбалов, Е.Е. Фомина, Е.Е. Фомина // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2022. — № 2. — С. 49-55

83.Рыбалов, Э.А. Применение методов кластеризации для установления уровней опасности нефтяных и газовых скважин, находящихся в состоянии консервации и/или ликвидации [Текст] / Э.А. Рыбалов, Е.Е. Фомина, Е.В. Глебова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2024. — № 3. — С. 67-

84. Воробьева, О.В. Влияние человеческого фактора на риск аварий и травм в горнодобывающей промышленности [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 8. — С. 67-69

85. Васильев, А.В. Человеческий фактор как причина аварийности и травматизма на производстве и его анализ на основе принципов системного подхода к обеспечению безопасности [Текст] / А.В. Васильев, Д.В. Аношкин // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 11. — С. 22-24

86. Петрин, С.В. Об учете человеческого фактора при анализе безопасности опасных производственных объектов [Текст] / С.В. Петрин, Л.С. Петрина // Безопасность труда в промышленности. — 2011. — № 2. — С. 11-13

87. Гулейков, М.Ю. Уменьшение влияния человеческого фактора повышает риск аварийности [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2011. — № 5. — С. 51-53

88. Махутов, Н.А. Учет угроз, связанных с человеческим фактором, при оценке защищенности опасных производственных объектов [Текст] / Н.А. Махутов, Д.О. Резников // Безопасность труда в промышленности. — 2015. — № 1. — С. 56-60

89. Николаев, А.Б. Прогнозирование проявления человеческого фактора и коррекция вероятности его негативного влияния [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2017. — № 9. — С. 52-57

90. Самчук-Хабарова, Н.Я. Оценка профессиональных рисков с учетом человеческого фактора [Текст] / Н.Я. Самчук-Хабарова, В.Л. Гапонов // Безопасность труда в промышленности. — 2020. — № 9. — С. 71-75

91. Степанов, А.Н. Разработка методики проведения внепланового инструктажа по случаю производственного травматизма, учитывающей человеческий фактор [Текст] / А.Н. Степанов, Е.Ю. Нарусова, В.Г. Стручалин // Безопасность труда в промышленности. — 2020. — № 7. — С. 67-72

92. Хасанова, А.Ф. Определение уровня культуры безопасности работников нефтегазового предприятия путем проведения анкетирования [Текст] / А.Ф.

Хасанова, М.А. Галлямов // Безопасность труда в промышленности. — 2018. — № 11. — С. 54-56

93.Глебова, Е.В. Оценка уровня культуры производственной безопасности на основе применения методов статистического анализа данных [Текст] / Е.В. Глебова, А.Т. Волохина, А.Е. Вихров // Безопасность труда в промышленности. — 2019. — № 12. — С. 66-74

94.Гонтаренко, А.Ф. Оценка компетентности специалистов в системе управления промышленной безопасностью на опасных производственных объектах нефтегазодобычи [Текст] / А.Ф. Гонтаренко, Е.В. Кловач, Ю.В. Хазова // Безопасность труда в промышленности. — 2012. — № 6. — С. 38-40

95.Алпысбаева, Ж.Т. Ранжирование неблагоприятных производственных факторов [Текст] / Ж.Т. Алпысбаева, А.О. Имашева, А.Д. Нургалиева // Безопасность труда в промышленности. — 2011. — № 4. — С. 70-72

96.Добровольский, А.И. Картирование рисков - основа эффективного производственного контроля [Текст] / А.И. Добровольский, Н.П. Золотарев, В.В. Лисовский, А.В. Галкин // Безопасность труда в промышленности. — 2011. — № 10. — С. 68-68

97.Рыбалов, Э.А. Ранжирование нефтяных и газовых скважин, выводимых в консервацию и (или) ликвидируемых, в целях решения задач анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобывающего комплекса «Фонд скважин» [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2019. — № 4. — С. 78-81

98.Гражданкин, А.И. Заменит ли количественная оценка риска выполнение требований промышленной безопасности? [Текст] / А.И. Гражданкин, А.С. Печеркин, В.И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. — 2012. — № 10. — С. 43-48

99.Кустышев, А.В. Оценка рисков при ремонте нефтяных и газовых скважин [Текст] / А.В. Кустышев, Ю.В. Ваганов, В.В. Журавлев // Безопасность труда в промышленности. — 2013. — № 9. — С. 76-78

100. Гражданкин, А.И. Допустимый риск — мера неприемлемой опасности промышленной аварии [Текст] / А.И. Гражданкин, А.С. Печёркин, В.И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. — 2015. — № 3. — С. 68-66

101. Лисанов, М.В. Экспресс-методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах — складах горюче-смазочных материалов [Текст] / М.В. Лисанов, Е.Е. Невская, Д.В. Дегтярёв, В.С. Беликов, С.А. Сергеева // Безопасность труда в промышленности. — 2016. — № 3. — С. 62-64

102. Кологреева, Т.И. Результаты внедрения вычислительной программы в области количественной оценки выброса флюидов нефтяных скважин при авариях в промысловой системе сбора [Текст] / Т.И. Кологреева, А.Р. Морозова, А.В. Гришагин // Безопасность труда в промышленности. — 2018. — № 4. — С. 11-16

103. Махутов, Н.А. Взаимосвязанные научные проблемы оценки, нормирования и экспертизы рисков промышленной безопасности [Текст] / Н.А. Махутов, Е.В. Кловач, А.С. Печёркин, В.И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. — 2018. — № 5. — С. 7-15

104. Гражданкин, А.И. Промышленная безопасность в отечественной добыче угля и нефти [Текст] / А.И. Гражданкин, А.С. Печеркин, В.И. Сидоров // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 3. — С. 40-42

105. Коровин, В.А. Кто виноват и что делать для повышения безопасности [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 3. — С. 47-49

106. Буйко, К.В. Подходы к оценке уровня промышленной безопасности в организациях, эксплуатирующих опасные производственные объекты [Текст] / К.В. Буйко, Ю.В. Пантюхова // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 10. — С. 42-44

107. Мокроусов, С.Н. Совершенствование нормативного регулирования безопасности производственных объектов нефтегазового комплекса [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2011. — № 11. — С. 72-67

108. Шмаль, Г.И. Отношение к нефтегазовому комплексу должно стать совершенно иным [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2012. — № 3. — С. 14-16

109. Алёшин, А.В. Качественный рост уровня промышленной безопасности при снижении административной нагрузки на бизнес: возможно ли это? [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2015. — № 10. — С. 16-14

110. Малинкина, И.В. Управление безопасностью труда как феномен благополучия человека [Текст] / И.В. Малинкина, Л.М. Низова // Безопасность труда в промышленности. — 2016. — № 4. — С. 22-24

111. Радионова, С.Г. О методических рекомендациях по классификации аварийных происшествий на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса [Текст] / С.Г. Радионова, С.А. Жулина, Т.А. Кузнецова, И.А. Кручинина, А.И. Гражданкин, О.В. Курпатов // Безопасность труда в промышленности. — 2018. — № 9. — С. 22-30

112. Рыбалов, Э.А. К вопросу о консервации и ликвидации опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса «Фонд скважин» [Текст] // Безопасность труда в промышленности. — 2019. — № 1. — С. 32-36

113. Terje Aven, Snorre Sklet, Jan Erik Vinnem. Barrier and operational risk analysis of hydrocarbon releases (BORA-Release). Part I. Method description// Journal of Hazardous Materials. — 2006. — № 137. — С. 681-691

114. Terje Aven, Snorre Sklet, Jan Erik Vinnem. Barrier and operational risk analysis of hydrocarbon releases (BORA-Release). Part II. Results from a case study// Journal of Hazardous Materials. — 2006. — № 137. — С. 692-708

115. M. Mainguy, P. Longuemare, A. Audibert and E. Lécolier. Analyzing the Risk of Well Plug Failure after Abandonment// Oil & Gas Science and Technology. — 2007. — №3. — С. 311-324

116. Payam Amir-Heidari, Hadi Farahani, Mehrzad Ebrahemzadih. Risk assessment of oil and gas well drilling activities in Iran – a case study: human factors// International Journal of Occupational Safety and Ergonomics. — 2015. — № 21. — С. 276-283

117. Meleah D. Boyle, Devon C. Payne-Sturges, Thurka Sangaramoorthy, Sacoby Wilson, Keeve E. Nachman, Kelsey Babik, Christian C. Jenkins, Joshua Trowell, Donald K. Milton, Amir Sapkota. Hazard Ranking Methodology for Assessing Health Impacts of

Unconventional Natural Gas Development and Production: The Maryland Case Study// PLoS One. — 2016. — №1

118. David Buchmiller, Per Jahre-Nilsen, Stian Sætre, Eric Allen. Introducing a new Recommended Practice for Fit for Purpose Well Abandonment// Journal of Petroleum Technology. — 2016 — № 69 — С. 71-76

119. Abdulla Faleh Al-Dossary, Abdulasalm Al-warthan, Mohammed Al-Badran, Ibrahim S. Al-Ghamdi, Wessam Mutawaa. The Ideal approach for casing leak repairs in Old wells// SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. — 2017

120. Mari R.Tveit, Mahmoud Khalifeh, Tor Nordam, Arild Saasen. The fate of hydrocarbon leaks from plugged and abandoned wells by means of natural seepages// Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2021. — № 196

121. Конгрессмены - демократы настаивают на ужесточении правил ликвидации заброшенных скважин // офиц. сайт Neftegaz.RU / 18 октября 2021 / <https://neftegaz.ru/news/ecology/702037-kongressmeny-demokraty-nastaivayut-na-uzhestochenii-pravil-likvidatsii-zabroshennykh-skvazhin> / дата обращения – 05.06.2023

122. В США миллионы бесхозных и незаглушенных скважин // офиц. сайт Neftyanika.ru / 11 февраля 2022 / <http://neftyanika.ru/v-ssha-milliony-besхозnykh-i-nezaglushennykh-skvazhin> / дата обращения – 05.06.2023

123. Jennifer L. Abandoned Oil Wells and Carbon Credits / офиц. сайт carboncredits.com / 25 января 2023 / <https://carboncredits.com/abandoned-oil-wells-carbon-credits> / дата обращения – 05.06.2023

124. Matt Mayer. Well Intel: Abandoned Wells – How big is the problem, and what can be done? / офиц. сайт tgs.com / <https://www.tgs.com/well-intel/well-intel-abandoned-wells-how-big-is-the-problem-and-what-can-be-done> / дата обращения – 05.06.2023

125. Steve Hendrickson, Ralph E. Davis. Opinion: Industry Increases Its Focus on Abandonment of Old Wells / офиц. сайт hartenergy.com / <https://www.hartenergy.com/ep/opinions/opinion-industry-increases-its-focus-abandonment-old-wells-195333> / дата обращения – 05.06.2023

126. Managing Oil & Gas Well Abandonment, Suspension, and Reclamation Projects / офиц. сайт cgeng.ca / <https://cgeng.ca/knowledge/well-abandonment-suspension/> / дата обращения – 05.06.2023

127. Ian Palmer. Fed Money Comes To Plug Or Re-Plug Abandoned Wells In USA / офиц. сайт forbes.com / 30 августа 2022 / <https://www.forbes.com/sites/ianpalmer/2022/08/30/fed-money-comes-to-re-plug-abandoned-wells-in-usa/> / дата обращения – 05.06.2023

128. Cathy Bussewitz. Why It's So Hard And Expensive To Plug An Abandoned Well / 01 августа 2021 / офиц. сайт wesa.fm новостная станция NPR в Питтсбурге / <https://www.wesa.fm/environment-energy/2021-08-01/why-its-so-hard-and-expensive-to-plug-an-abandoned-well/> / дата обращения – 05.06.2023

129. Рыбалов, Э.А. К вопросу контроля текущего состояния нефтяных и газовых скважин, находящихся в консервации и ликвидации на объектах нефтегазодобычи Российской Федерации [Текст]/ Э.А. Рыбалов, Е.Е. Фомина// Безопасность жизнедеятельности. — 2022. — №1. — С. 39-42

130. Рыбалов, Э.А. Способ создания карт/полей «опасности» для месторождений нефти и/или газа, опасных производственных объектов нефтегазодобывающего комплекса «Фонд скважин» по скважинам, находящимся в состоянии консервации и/или ликвидации [Текст]// Экологическая безопасность в газовой промышленности: матер. VI Междунар. конф. и выст. 3-4 декабря 2019 г. — 2019. — Москва — С. 66

131. Рыбалов, Э.А. Разработка метода оценки уровня опасности нефтяных и газовых скважин, находящихся в консервации и ликвидации на объектах нефтегазодобычи Российской Федерации [Текст]// Нефтехимия 2021: матер. IV Междунар. науч.-техн. форума по химич. технологиям и нефтегазопереработке 22-24 ноября 2021 г. — Минск — С. 11-13

132. Рыбалов, Э.А. Формирование массивов данных опасности скважин, находящихся в консервации и ликвидации [Текст]// Безопасность жизнедеятельности: современные вызовы, наука, образование, практика: матер. XII

Межрегион. Науч.-практич. конф. 8-9 декабря 2021 г. — Южно-Сахалинск— С. 266-271

133. Ростехнадзор: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору: офиц. сайт. URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения 05.04.2021)

134. Отчет Международной ассоциации производителей нефти и газа (IOGP) - Отчет 2015р «Показатели уровня безопасности – Происшествия в области производственной безопасности – данные за 2015 г.», октябрь 2016 г.

135. Отчет Международной ассоциации производителей нефти и газа (IOGP) - Отчет 2015s «Показатели производственного травматизма – данные за 2015 г.», июнь 2016 г.

136. В Краснодарском крае произошло возгорание газовой скважины. URL:https://tass.ru/proisshestviya/10900021?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop (дата обращения 15.03.2021)

137. Сидоренко Е.В. Методы математической обработки в психологии. – СПб.: ООО «Речь», 2000. – 350 с., ил.

138. Ермолаев О. Ю. Математическая статистика для психологов. Учебник/О.Ю. Ермолаев – 2-е изд. испр. – М.: Московский психолого социальный институт Флинта, 2003. – 336 с.

139. Рыбалов, Э.А. Нефтяная залежь как объект оптимального управления [Текст] // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири: Межвуз. сборник науч. труд. ТюмГНГУ. — 1999. — Тюмень — С. 46-50

140. Рыбалов, Э.А. О рациональном распределении отбора жидкости по рядам скважин на Мыхпайском месторождении нефти [Текст] / Э.А. Рыбалов, И.Г. Тетерев// Новые технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири: Межвуз. сборник науч. труд. ТюмГНГУ. — 1997. — Тюмень — С. 153-158

141. Рыбалов, Э.А. К вопросу выделения объектов разработки на многопластовом месторождении [Текст] / Э.А. Рыбалов, С.В. Князев// Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи: Труды IV Международного

технологического симпозиума. Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации. Институт нефтегазового бизнеса. — 2005. — Москва — С. 224-230

142. Рыбалов, Э.А. Оценка факторов, влияющих на коэффициент охвата пластов вытеснением [Текст] / Э.А. Рыбалов, С.В. Князев// Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи: Труды IV Международного технологического симпозиума. Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации. Институт нефтегазового бизнеса. — 2005. — Москва — С. 231-235

143. Кондренко, О.С. Совершенствование технологии крепления скважин в условиях многолетнемерзлых пород (на примере Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. — Ставрополь, 2012. 23 с.

144. Кустышев, А.В. Разработка технологических основ и совершенствование ремонтов газовых скважин в сложных климатических и геокриологических условиях Крайнего Севера: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17, 05.26.03. — Уфа, 2008. 49 с.

145. Газгиреев, Ю.О. Исследование и разработка облегченных расширяющихся тампонажных растворов для цементирования скважин в криолитозоне: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. — Тюмень, 2004. 22 с.

146. Красильникова, О.В. Обеспечение промышленной безопасности при добыче сероводородсодержащего углеводородного сырья на основе идентификации межколонных проявлений (на примере Астраханского ГКМ): автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Уфа, 2009. 24 с.

147. Горбачева, О.А. Разработка и внедрение методов контроля и исследований скважин с межколонными давлениями на Астраханском ГКМ: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17, 05.26.03. — Уфа, 2012. 25 с.

148. Гендель, Г.Л. Разработка методов и средств управления техногенными рисками при освоении сероводородсодержащих месторождений нефти и газа: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.26.04; 11.00.11. — Москва, 2000. 42 с.

149. Яковенко, Н.А. Разработка методов обеспечения промышленной безопасности при профилактике и ликвидации открытых газовых фонтанов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.04. — Москва, 2000. 22 с.

150. Профессиональный стандарт «Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержден приказом Минтруда РФ от 22.09.2020 №642н

151. Профессиональный стандарт «Слесарь по ремонту промышленного нефтегазового оборудования», утвержден приказом Минтруда РФ от 15.07.2019 №496н

152. Ганичева, А.В. Математические модели и методы оценки бизнеса, имущества, интеллектуальной собственности: учебное пособие — Тверь: ЦНИОТ, 2016. — 166 с.

153. Павлов А.Н., Соколов Б.В. Методы обработки экспертной информации: — С-Петербург: ГУАП. СПб. — 2005. — 34 с.

154. Жуков М.С., Орлов А.И. Задача исследования итогового ранжирования мнений группы экспертов с помощью медианы Кемени [Текст] // Научный журнал КубГАУ. — №122(08). — 2016. — С. 1-22.

155. Hanna Bury, Dariusz Wagner. Application of Kemeny's Median for Group Decision Support// Applied Decision Support with Soft Computing. — 2003. — pp.235-262

156. Вихров, А.Е. Разработка метода проведения поведенческого аудита безопасности на объектах топливно-энергетического комплекса: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.01. — Москва, 2021. 20 с.

157. Шишкин, В.М. Степенное распределение и управление рисками критических систем [Текст] // Труды ИСА РАН. — 2007. — Т.31. — С. 42-63

158. <https://www.geeksforgeeks.org/elbow-method-for-optimal-value-of-k-in-kmeans/> [Электронный ресурс]/ дата обращения – 05.09.2023

159. M. Emre Celebi, Hassan A. Kingravi, Patricio A. Vela. A comparative study of efficient initialization methods for the k-means clustering algorithm// Expert Systems with Applications. — 2013. — DOI:10.1016/j.eswa.2012.07.021

160. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/420372694> (дата обращения – 01.02.2024)

161. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/1304128801> (дата обращения: 01.06.2023)

162. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/608475690> (дата обращения: 01.06.2023)

163. Информационная компания «Кодекс»: сайт: некоммерч. интернет-версия. — URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения: 01.06.2023)

164. Qhull computes the convex hull, Delaunay triangulation... URL: <http://www.qhull.org/> (дата обращения: 01.06.2020)

165. P. Alfeld. A trivariate Clough-Tocher scheme for tetrahedral data// Computer Aided Geometric Design. — 1984 — DOI:10.1016/0167-8396(84)90029-3

166. G. Farin. Triangular Bernstein-Bezier patches// Computer Aided Geometric Design. — 1986. — DOI:10.1016/0167-8396(86)90016-6

167. G. Nielson. A method for interpolating scattered data based upon a minimum norm network// Math. Comp. — 1983. — DOI:10.1090/S0025-5718-1983-0679444-7

168. R. J. Renka, A. K. Cline. A Triangle-based C1 interpolation method// Rocky Mountain J. Math. — 1984. — DOI:10.1216/RMJ-1984-14-1-223

169. Подгорная, Т. И. Анализ опасности и риска природно-техногенных процессов для строительства: — Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос.ун-та, 2013. 103 с.



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»
(ООО «ТННЦ»)**

Почтовый адрес: а/я 747, г. Тюмень, Тюменская область, 625000
Юридический адрес: ул. Максима Горького, д. 42, г. Тюмень, Тюменская область, 625048
Телефон: (3452) 55-00-55, Факс: (3452) 79-27-81, e-mail: tnnc@rosneft.ru
ОКПО 55442802, ОГРН 1077203000434, ИНН/КПП 7202157173/ 720301001

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ООО «Тюменский нефтяной
научный центр», к.т.н.

А.В. Аржиловский

«14» *Аржиловский* 2022 г.



Акт

о внедрении результатов научных разработок диссертационного исследования
соискателя ученой степени кандидата технических наук
Рыбалова Эдуарда Алексеевича

Настоящим документом подтверждается, что результаты научных исследований диссертационной работы соискателя ученой степени кандидата технических наук Рыбалова Эдуарда Алексеевича в области разработки методики построения карт/полей опасности для предупреждения чрезвычайных ситуаций, в том числе аварий, в зонах расположения скважин в состоянии консервации и ликвидации на территориях нефтегазодобычи Российской Федерации рассматривались группами специалистов ООО «ТННЦ» подразделений Управления Инжиниринга добычи и Управления Геологии и разработки месторождений Самотлорнефтегаз.

Основой практического внедрения является комплекс решений по организации оценки и прогнозирования состояния скважин. Предлагаемый способ внедрен Распоряжением № 00001-Р-22 от 12.01.2022 и используются при проведении оценки рисков при подборе геолого-технических мероприятий по



Сертифицировано
Русским Регистром

направлению КРС для месторождений Западной Сибири в зоне ответственности ООО «ТННЦ» на основании договоров с Добывающими Обществами, а также включены в программу внутреннего обучения ТННЦ для специалистов по разработке месторождений.

Начальник Управления
Инжиниринга добычи

Попович М.И.

Начальник Управления
Геологии и разработки месторождений
Самотлорнефтегаз

Шкитин А.А.



Сертифицировано
Русским Регистром



Общество с ограниченной ответственностью
«НОВАТЭК Научно-технический центр»

ул. 50 лет ВЛКСМ, 53, г. Тюмень, Тюменская
область, Российская Федерация, 625026.
Т: +7(3452) 680-300, Ф: +7(3452) 680-333,
E: ntc@novatek.ru
ИНН 7204151850, КПП 720301001

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального
директора по разработке
ООО «НОВАТЭК НТЦ»



Нестеренко А.Н.
« 14 » июня 2021 г.

АКТ
о внедрении результатов
диссертационного исследования
Рыбалова Эдуарда Алексеевича

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационного исследования соискателя ученой степени кандидата технических наук, директора Московского филиала ООО «ТЕНЗОР» Рыбалова Эдуарда Алексеевича в области разработки карт/полей опасности для предупреждения чрезвычайных ситуаций в зонах расположения скважин в состоянии консервации и ликвидации на территориях нефтегазодобычи Российской Федерации рассматривались на секции Разработка месторождений Научно-технического совета ООО «НОВАТЭК НТЦ», внедрены и используются при анализе фонда скважин, оценке риска и разработке мероприятий по обеспечению безопасности на объектах топливно-энергетического комплекса.

**УТВЕРЖДАЮ**Проректор по учебной работе,
РГУ нефти и газа (НИУ)

Имени И.М. Губкина

В.Н. Кошелев

«26» января 2024 г.

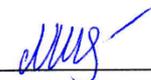
АКТ**о внедрении результатов диссертационного исследования в учебный процесс**

В рамках реализации в учебном процессе рабочих программ дисциплин «Безопасность жизнедеятельности» и «Интегрированные системы менеджмента» для бакалавров направления подготовки «Нефтегазовое дело» и магистров направления подготовки «Техносферная безопасность» соответственно, на кафедре промышленной безопасности и охраны окружающей среды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина на основании решения кафедры (протокол № 9 от 25.01.2024) внедрены основные результаты диссертационного исследования Рыбалова Эдуарда Алексеевича (методика оценки опасности пассивного фонда скважин с учетом человеческого фактора, принятие решений контрольно-надзорных органов и владельца опасного объекта в зависимости от уровня опасности ПФС).

Заведующая кафедрой промышленной безопасности
и охраны окружающей среды, д.т.н., профессор

 Е.В. Глебова

Профессор кафедры промышленной безопасности
и охраны окружающей среды, д.т.н.

 М.В. Иванова



УТВЕРЖДАЮ

Директор по дополнительному
профессиональному образованию
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

Н.Н. Голунов

«10» Знваря 2024 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования в учебный процесс

Результаты диссертационного исследования Рыбалова Эдуарда Алексеевича в части совершенствования системы обеспечения производственной безопасности скважин, находящихся в состоянии консервации и ликвидации на месторождениях углеводородного сырья внедрены в центре инновационных компетенций РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина при подготовке и реализации программ повышения квалификации «Производственный контроль и требования безопасности к проведению работ на предприятиях нефтегазового комплекса», «Требования промышленной безопасности на объектах нефтегазового комплекса» руководителей и специалистов топливно-энергетического комплекса в системе дополнительного профессионального образования.

Начальник отдела взаимодействия с компаниями
и специальных проектов центра инновационных компетенций
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.э.н.

 Н.В. Муштаева

Начальник отдела организации учебного
процесса центра инновационных компетенций
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

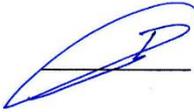
 Р.А. Субботин

Таблица Б.1 – Матрица значений баллов (эксперты 1...19) по критериям оценки скважины

Эксперт	Критерии оценки скважины																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	0	1	1	-1	-1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	0	1	1	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	-1	1	1	1	1
13	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	0	1	1	1	0
14	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
16	1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	0	1	1	0	0
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	0

Таблица Б.2 – Среднее значение модуля оценки j-го фактора по всем экспертам

Среднее значение модуля оценки j-го фактора по всем экспертам																					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1	1	1	1	1	0,59	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-0,65	-0,47	1	0,88	0,71	0,65	

Таблица Б.3 – Отклонения мнения каждого эксперта от среднего мнения группы

Эксперты	Отклонения мнения каждого эксперта от среднего мнения группы																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
2	0	0	0	0	0	0,59	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,47	0	0,12	1,71	1,65	
3	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
4	0	0	0	0	0	1,59	0	0	0	0	0	0	0	0	0,65	0,47	0	0,12	0,29	0,35	
5	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
6	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	1,65	1,47	0	1,88	1,71	1,65	
7	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
8	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,47	0	0,12	0,29	0,35	
9	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
10	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
11	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
12	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,65	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
13	0	0	0	0	0	0,59	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,47	0	0,12	0,29	0,65	
14	0	0	0	0	0	0,59	0	0	0	0	0	0	0	0	1,65	1,47	0	0,12	0,29	0,35	
15	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
16	0	0	0	0	0	1,59	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,47	0	0,12	0,71	0,65	
17	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
18	0	0	0	0	0	0,41	0	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	0,12	0,29	0,35	
19	0	0	0	0	0	1,59	0	0	2	0	0	0	0	0	0,35	0,53	0	1,88	1,71	0,65	

Таблица Б.4 – Показатели отклонения экспертов

Эксперты	Суммы отклонений мнений i-того эксперта по всем факторам	Среднее отклонение мнений всех экспертов по всем факторам	Среднее отклонение мнений i-го эксперта по всем факторам от среднего мнения группы
1	2,06	0,10	1,96
2	4,88	0,23	4,65
3	2,06	0,10	1,96
4	3,47	0,17	3,31
5	2,06	0,10	1,96
6	8,76	0,42	8,35
7	2,06	0,10	1,96
8	2,00	0,10	1,90
9	2,06	0,10	1,96
10	2,06	0,10	1,96
11	2,06	0,10	1,96
12	2,35	0,11	2,24
13	2,47	0,12	2,35
14	4,47	0,21	4,26
15	2,06	0,10	1,96
16	3,88	0,18	3,70
17	2,06	0,10	1,96
18	2,06	0,10	1,96
19	8,71	0,41	8,29

Примечание: Эксперты, выделенные цветом, не участвуют в дальнейших процедурах экспертной оценки

Таблица Б.5 – Сумма мнений экспертов по j-му фактору A_j

Сумма мнений экспертов по j-му фактору A_j																					Среднее значение суммы мнений экспертов по всем факторам
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
17	17	17	17	17	10	17	17	17	17	17	17	17	17	17	-11	-8	17	15	12	11	13,52

Таблица Б.6 – Весовой коэффициент p_j

Весовой коэффициент p_j																					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	0,74	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	-0,81	-0,59	1,26	1,11	0,89	0,81	

Примечание: Критерии, выделенные цветом, не участвуют в дальнейших процедурах оценки скважин

**Матрица определения балльных оценок (эксперты Э1 – Э17),
значения коэффициента конкордации**

Критерий	Оценка	Экспертная балльная оценка																Коэф. Конкордации	Медиана Кемени	
		Э1	Э2	Э3	Э4	Э5	Э6	Э7	Э8	Э9	Э10	Э11	Э12	Э13	Э14	Э15	Э16			Э17
M1	M ₁₋₁	0	0	0	0	0	0	2	1	2	3	1	0	4	1	0	2	1	0,995	1
	M ₁₋₂	2	1	1	2	2	2	4	3	2	5	3	2	6	3	0	4	3		2
	M ₁₋₃	4	3	3	6	5	4	6	6	4	7	5	5	7	6	3	6	5		5
	M ₁₋₄	7	7	7	8	8	6	8	9	8	9	9	8	8	9	9	8	9		8
	M ₁₋₅	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	10	10	10		10
M2	M ₂₋₁	1	2	1	3	3	1	2	1	3	2	3	1	2	1	3	1	3	0,918	2
	M ₂₋₂	10	10	10	10	10	9	8	10	9	7	9	10	10	10	10	10	9		10
	M ₂₋₃	0	3	6	4	7	1	3	1	7	5	7	1	3	1	7	1	7		3
	M ₂₋₄	9	8	9	8	9	8	9	10	9	8	9	10	10	10	10	10	9		9
	M ₂₋₅	5	5	7	5	5	4	6	7	5	6	7	5	7	5	5	6	7		5
M3	M ₃₋₁	8	10	10	10	8	10	10	8	8	9	10	9	8	10	9	8	10	0,986	9
	M ₃₋₂	3	5	5	6	5	4	8	4	3	7	5	4	7	4	3	6	5		5
	M ₃₋₃	2	2	2	0	3	1	8	2	2	3	2	1	4	2	2	1	2		2
M4	M ₄₋₁	2	2	2	2	1	2	4	1	1	5	1	1	1	1	0	2	1	0,995	1
	M ₄₋₂	4	4	4	4	3	4	4	2	3	6	3	2	1	2	2	4	3		3
	M ₄₋₃	6	6	6	6	5	6	6	3	5	7	5	3	2	3	5	6	5		5
	M ₄₋₄	8	8	8	8	7	8	8	4	8	8	8	4	3	4	7	8	8		8
	M ₄₋₅	10	10	10	10	10	10	10	5	10	9	10	5	4	5	10	10	10		10
M5	M ₅₋₁	0	0	0	2	1	2	4	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	0,997	1
	M ₅₋₂	2	3	3	4	3	4	4	2	4	3	4	2	4	2	4	4	4		4
	M ₅₋₃	4	7	7	6	6	6	6	3	7	5	7	4	5	3	7	6	7		6
	M ₅₋₄	7	9	9	8	8	8	8	4	9	8	9	7	7	6	9	8	9		8
	M ₅₋₅	10	10	10	10	10	10	10	5	10	9	10	9	9	9	10	10	10		10
M6	M ₆₋₁	0	0	0	1	1	2	2	1	1	1	1	1	2	1	1	2	1	0,989	1
	M ₆₋₂	2	3	3	4	2	4	2	2	4	3	4	2	3	3	4	4	4		3
	M ₆₋₃	4	7	7	5	4	6	2	3	7	6	7	4	4	6	7	6	7		6
	M ₆₋₄	6	9	9	6	6	8	4	4	9	8	9	6	6	8	9	8	9		8
	M ₆₋₅	8	10	10	8	8	10	6	5	10	10	10	8	9	10	10	10	10		10
M7	M ₇₋₁	8	10	10	10	9	10	8	7	9	7	9	7	7	8	9	10	9	0,993	9
	M ₇₋₂	6	8	7	8	7	8	6	6	7	6	7	7	5	7	7	8	7		7
	M ₇₋₃	4	6	4	6	5	6	4	5	5	5	5	4	5	5	5	6	5		5
	M ₇₋₄	2	4	2	4	3	4	4	4	4	4	4	2	4	3	4	4	4		4
	M ₇₋₅	1	2	1	2	1	2	2	3	2	3	2	1	2	2	1	2	2		2
	M ₇₋₆	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0		0
M8	M ₈₋₁	1	0	2	0	1	2	4	1	1	3	1	1	2	1	1	2	1	0,992	1
	M ₈₋₂	3	3	3	2	3	4	4	2	2	4	2	2	3	2	4	4	2		3
	M ₈₋₃	5	6	5	5	5	6	6	3	4	5	4	3	4	3	7	6	4		5
	M ₈₋₄	8	8	9	7	7	8	8	5	8	6	8	4	7	5	9	8	8		8
	M ₈₋₅	10	10	10	10	9	10	10	8	10	7	10	5	8	8	10	10	10		10

M9	M ₉₋₁	10	10	10	10	10	10	10	8	10	8	10	10	8	8	7	8	10	1,000	10
	M ₉₋₂	5	5	5	5	5	5	8	5	5	5	5	5	5	5	5	6	5		5
	M ₉₋₃	1	0	0	1	1	1	0	1	1	3	1	0	3	1	3	2	1		1
M10	M ₁₀₋₁	10	10	10	10	10	10	10	10	10	7	10	10	7	10	9	8	10	0,995	10
	M ₁₀₋₂	7	7	7	8	8	7	10	8	7	6	7	8	7	8	7	7	7		7
	M ₁₀₋₃	5	5	5	6	5	5	8	5	5	5	5	5	6	5	6	6	5		5
	M ₁₀₋₄	2	2	2	3	3	3	4	3	2	4	2	2	5	3	5	5	2		3
	M ₁₀₋₅	0	0	0	0	0	1	0	1	1	3	1	0	2	1	0	4	1		1
M11	M ₁₁₋₁	2	2	2	2	1	2	4	1	1	2	1	0	2	1	1	2	1	1,000	2
	M ₁₁₋₂	5	6	5	6	5	6	6	5	5	6	5	5	5	5	4	5	5		5
	M ₁₁₋₃	10	9	10	9	10	8	10	9	9	8	9	10	8	9	9	9	9		9
M12	M ₁₂₋₁	0	0	0	1	0	5	0	1	1	3	1	0	2	1	0	1	1	0,986	1
	M ₁₂₋₂	5	6	5	5	6	10	4	5	7	6	7	5	7	5	3	4	7		5
	M ₁₂₋₃	10	10	10	10	10	10	8	10	10	9	10	10	9	10	9	8	10		10
M13	M ₁₃₋₁	0	1	0	0	0	1	0	1	1	3	1	0	2	1	0	1	1	0,997	1
	M ₁₃₋₂	3	5	2	3	4	4	2	3	2	4	2	2	3	3	2	3	2		3
	M ₁₃₋₃	5	7	5	6	6	8	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		5
	M ₁₃₋₄	8	9	8	8	8	10	8	8	7	6	7	8	7	8	7	8	7		8
	M ₁₃₋₅	10	10	10	10	10	10	10	10	10	7	10	10	9	10	10	10	10		10
M14	M ₁₄₋₁	1	1	1	0	2	1	0	1	1	3	1	0	2	1	0	1	1	1,000	1
	M ₁₄₋₂	3	5	2	3	4	3	2	3	2	4	2	2	3	3	2	3	2		3
	M ₁₄₋₃	5	7	5	6	6	5	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		5
	M ₁₄₋₄	7	9	8	8	8	8	8	8	7	6	7	8	7	8	7	8	7		8
	M ₁₄₋₅	10	10	10	10	10	10	10	10	10	7	10	10	9	10	10	10	10		10
M15	M ₁₅₋₁	1	2	2	3	2	6	4	2	1	3	1	0	2	2	2	8	1	1,000	2
	M ₁₅₋₂	6	7	7	6	6	8	6	3	5	6	5	5	6	3	5	9	5		6
	M ₁₅₋₃	10	10	10	10	10	10	10	5	10	9	10	10	8	5	8	10	10		10
P1	P ₁₋₁	9	9	9	9	9	6	9	3	9	5	9	8	5	3	10	10	9	0,982	9
	P ₁₋₂	7	7	6	7	7	5	7	2	7	4	7	6	5	2	8	8	7		7
	P ₁₋₃	5	3	3	5	5	4	4	2	3	4	3	4	4	2	5	6	3		4
	P ₁₋₄	1	1	1	3	3	3	2	1	1	3	1	2	3	1	3	4	1		2
	P ₁₋₅	0	0	0	1	0	2	1	1	0	3	0	0	2	1	1	2	0		1
P2	P ₂₋₁	9	9	9	9	9	6	9	3	9	4	9	8	5	3	10	10	9	0,951	9
	P ₂₋₂	7	7	6	7	7	5	7	2	7	3	7	6	3	2	8	8	7		7
	P ₂₋₃	5	3	3	5	5	4	4	2	3	3	3	4	2	2	5	6	3		3
	P ₂₋₄	1	1	1	3	3	3	2	1	1	3	1	2	2	1	3	4	1		2
	P ₂₋₅	0	0	0	1	0	2	1	1	0	3	0	0	2	1	1	2	0		1
P3	P ₃₋₁	8	9	9	9	8	9	8	4	10	6	10	8	6	4	9	10	10	0,991	9
	P ₃₋₂	6	6	6	6	7	7	7	3	7	5	7	6	5	3	8	8	7		6
	P ₃₋₃	4	3	3	4	5	5	5	2	5	4	5	4	3	2	5	6	5		4
	P ₃₋₄	1	1	1	1	2	3	3	1	1	3	1	2	2	1	3	4	1		1
	P ₃₋₅	0	0	0	0	1	1	2	1	0	3	0	0	2	1	0	2	0		0
P4	P ₄₋₁	8	9	8	10	9	9	8	5	10	9	10	9	10	8	10	10	10	0,960	9
	P ₄₋₂	5	7	6	8	6	7	6	3	7	6	7	6	7	7	8	8	7		7
	P ₄₋₃	3	5	4	6	4	3	4	2	4	3	4	4	3	3	4	6	4		4
	P ₄₋₄	2	3	2	3	2	3	2	1	2	2	2	2	2	2	1	4	2		2
	P ₄₋₅	1	2	1	1	1	5	2	1	1	0	1	0	0	1	0	2	1		1

Массив определения балльных оценок по существующим скважинам

№ скв.¹	Критерии M₁ - M₁₅															K _{кон}	Критерии P₁ - P₄				K _{са}	K _к	K _{ср} ³	K _{ср} ⁴
	M₁	M₂	M₃	M₄	M₅	M₆	M₇	M₈	M₉	M₁₀	M₁₁	M₁₂	M₁₃	M₁₄	M₁₅		P₁	P₂	P₃	P₄				
Max²	10	10	9	10	10	10	9	10	10	10	9	10	10	10	10	9,8	9	9	9	9	9,0	1	793,8	176,4
1	10	10	9	1	1	1	9	1	10	1	2	10	1	1	2	4,6	4	3	5,5	4	4,1	0,9	67,9	36,1
2	8	10	9	3	4	3	7	3	5	1	2	5	8	8	2	5,2	4	3	4,7	7	4,7	0,9	97,4	46,2
3	10	2	9	3	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,6	2	7	3,1	7,5	4,9	0,8	62,9	31,8
4	10	10	2	5	1	1	9	1	5	10	2	10	1	1	2	4,7	1	9	3,5	5,9	4,9	0,9	93,7	43,0
5	2	2	9	1	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	2,9	7	9	4,5	5,1	6,4	0,5	47,5	28,2
6	10	10	2	5	1	1	9	1	10	3	5	1	1	1	2	4,1	2	9	3,8	5,8	5,2	0,5	48,3	31,9
7	5	5	9	3	4	4	5	3	1	10	2	1	3	3	2	4,0	7	7	2,8	7,2	6,0	0,8	100,6	43,2
8	10	10	2	5	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,6	9	9	4,2	8,9	7,8	0,5	99,7	53,6
9	8	2	9	1	1	1	9	1	10	7	2	1	1	1	2	3,7	9	7	3,4	3,1	5,6	0,9	99,4	39,9
10	8	2	9	1	1	1	9	1	1	1	2	1	1	1	2	2,7	4	9	4	8,5	6,4	0,9	92,3	33,1
11	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	5	5	2	5,6	2	7	3,1	7,5	4,9	0,8	97,8	49,4
12	8	5	9	3	4	4	5	3	1	10	5	1	3	3	2	4,4	7	7	2,3	4,1	5,1	0,9	97,2	42,6
13	10	2	9	3	1	1	9	1	10	10	5	10	1	1	2	5,0	1	9	3,5	5,9	4,9	0,9	100,4	46,1
14	8	2	9	1	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,3	2	9	3,8	3	4,5	0,8	49,0	26,7
15	5	5	9	3	4	4	5	3	1	10	5	1	3	3	2	4,2	7	7	2,3	4,1	5,1	0,9	92,8	40,7
16	10	2	9	3	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,6	4	7	2,1	4	4,3	0,6	36,8	24,6
17	10	2	9	3	1	1	9	1	1	1	2	1	1	1	2	3,0	1	9	3,5	5,9	4,9	0,5	32,0	21,8
18	10	2	9	8	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,7	9	7	3,4	3,1	5,6	0,4	53,1	37,3
19	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	3	2	3,1	7	9	4,5	4	6,1	0,5	46,5	28,2
20	10	2	9	1	1	1	9	1	1	10	5	1	1	1	2	3,7	7	7	3,4	3,1	5,1	0,3	30,7	24,4
21	8	10	9	1	1	1	9	1	5	1	2	1	1	1	2	3,5	9	9	4,2	9	7,8	0,6	94,5	44,1
22	10	10	9	1	1	1	9	1	5	1	2	1	1	1	2	3,7	1	9	3,5	5,9	4,9	0,5	39,2	26,7
23	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	5	5	2	5,6	9	9	5,5	5,9	7,4	0,4	91,4	57,6
24	10	10	9	1	1	1	9	1	10	1	2	10	1	1	2	4,6	4	9	3,2	9	6,3	0,6	87,4	46,4
25	1	9	9	1	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,3	7	9	2,8	9	7,0	0,3	41,4	30,1
26	5	2	9	1	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	3,9	2	9	3,8	3	4,5	0,5	36,9	26,3
27	8	2	9	1	1	1	9	1	10	7	2	1	1	1	2	3,7	9	7	4,1	5	6,3	0,3	40,6	30,5
28	5	2	9	1	1	1	9	1	1	1	2	1	1	1	2	2,5	9	9	4,2	9	7,8	0,4	44,9	27,7
29	10	10	2	5	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,8	4	9	3,2	9	6,3	0,2	34,6	28,7
30	5	5	9	3	4	4	5	3	5	10	5	1	3	3	2	4,5	9	9	4,2	9	7,8	0,5	97,3	52,3
31	10	2	9	3	1	1	9	1	10	7	5	1	1	1	2	4,2	1	9	3,5	5,9	4,9	0,2	27,9	24,4
32	2	2	9	1	1	1	9	1	10	10	9	1	1	1	2	4,0	7	3	4,2	9	5,8	0,4	46,9	32,5
33	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	1	6	3,2	4	7	2,1	4	4,3	0,1	15,8	15,0
34	10	2	9	8	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,7	9	7	3,4	3,1	5,6	0,3	44,7	34,6
35	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	5	5	2	5,6	7	7	2,3	4,1	5,1	0,2	39,6	34,3
36	10	2	9	8	1	1	9	1	10	1	9	1	1	1	10	4,9	9	7	3,4	3,1	5,6	0,3	46,6	36,1
37	10	2	9	3	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,6	4	9	4	4	5,3	0,4	36,7	26,5
38	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	3	6	3,3	9	9	4,2	9	7,8	0,3	48,2	33,8
39	10	10	2	5	1	1	9	1	5	10	2	10	1	1	2	4,7	2	7	3,1	7,5	4,9	0,3	36,8	29,7
40	8	10	9	3	4	6	7	5	5	1	5	5	5	5	6	5,6	7	7	2,3	4,1	5,1	0,2	39,6	34,3
41	10	2	9	8	1	1	9	1	10	10	2	1	1	1	2	4,5	4	7	2,1	4	4,3	0,2	25,9	23,3
42	10	5	9	3	4	4	5	3	5	10	5	1	1	1	2	4,5	9	9	4,2	9	7,8	0,2	53,3	42,4
43	5	5	9	3	4	4	5	3	5	1	5	1	3	3	2	3,9	2	7	3,1	7,5	4,9	0,5	41,9	28,4
44	10	10	2	5	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,6	4	9	3,2	8	6,1	0,7	98,1	47,3
45	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	3	3	2	5,3	1	9	3,5	5,9	4,9	0,5	57,0	38,8
46	1	2	9	1	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	2,9	9	7	5,3	5,9	6,8	0,8	90,3	35,1
47	2	2	9	1	1	1	9	1	5	1	2	5	1	1	2	2,9	7	9	4,5	3,7	6,1	0,7	61,1	29,5
48	5	2	9	1	1	1	9	1	1	1	2	1	1	1	2	2,5	4	9	4	4	5,3	0,6	36,0	21,3
49	8	2	9	1	1	1	9	1	5	1	2	1	1	1	2	3,0	2	9	3,8	3	4,5	0,2	18,0	16,0
50	10	2	9	3	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,6	1	9	3,5	5,9	4,9	0,3	28,0	22,7
51	1	10	9	1	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,4	9	9	4,2	9	7,8	0,1	32,6	29,2
52	1	9	9	1	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,3	7	9	2,8	9	7,0	0,3	41,4	30,1
53	10	10	2	5	1	1	9	1	1	1	2	1	1	1	2	3,2	4	9	3,2	9	6,3	0,2	29,1	24,2
54	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	3	6	3,3	4	7	2,1	4	4,3	0,5	29,5	21,4
55	10	2	9	8	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,9	7	7	3,4	3,1	5,1	0,8	74,5	36,3
56	8	10	9	3	4	6	7	5	5	1	5	5	5	5	2	5,3	7	7	2,3	5,1	5,4	0,7	92,3	48,5
57	5	5	9	3	4	4	5	3	5	1	5	1	3	3	6	4,1	2	7	3,1	7,5	4,9	0,5	44,8	30,4

№ скв. ¹	Критерии М ₁ - М ₁₅															К _{ин}	Критерии Р ₁ - Р ₄				К _{ва}	К _к	К _{оп} ³	К _{оп} ⁴
	М ₁	М ₂	М ₃	М ₄	М ₅	М ₆	М ₇	М ₈	М ₉	М ₁₀	М ₁₁	М ₁₂	М ₁₃	М ₁₄	М ₁₅		Р ₁	Р ₂	Р ₃	Р ₄				
58	10	2	9	3	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,6	1	9	3,5	5,9	4,9	0,6	45,0	27,9
59	1	10	9	1	1	1	9	1	1	1	2	1	1	1	2	2,8	9	7	4,2	9	7,3	0,2	30,4	24,5
60	1	9	9	1	1	1	9	1	10	1	2	1	1	1	2	3,3	7	9	2,9	9	7,0	0,7	90,6	39,5
61	10	10	2	5	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,6	4	3	3,4	9	4,9	0,9	92,4	42,4
62	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	3	6	3,3	4	7	2,1	4	4,3	0,7	39,4	24,2
63	10	2	9	8	1	1	9	1	10	10	2	1	1	1	2	4,5	9	7	3,9	3,5	5,9	0,7	91,3	45,1
64	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	5	5	2	5,6	7	7	2,3	4,1	5,1	0,3	46,6	37,1
65	5	5	9	3	4	4	5	3	5	10	5	1	3	3	2	4,5	2	7	3,1	7,5	4,9	0,2	30,1	26,3
66	1	2	9	1	1	1	9	1	10	3	2	1	1	1	2	3,0	9	9	5,5	5	7,1	0,1	26,0	23,5
67	2	2	9	1	1	1	9	1	10	10	9	1	1	1	2	4,0	7	9	4,5	4	6,1	0,5	64,6	36,8
68	5	2	9	1	1	1	9	1	5	10	2	1	1	1	2	3,4	4	9	4	4	5,3	0,2	24,9	21,4
69	8	2	9	1	1	1	9	1	10	7	2	1	1	1	2	3,7	2	9	3,8	3	4,5	0,5	35,0	24,9
70	10	2	9	3	1	1	9	1	10	10	2	1	5	5	2	4,7	1	9	3,5	5,9	4,9	0,8	81,2	41,3
71	1	10	9	1	1	1	9	1	1	5	2	1	1	1	2	3,1	7	7	4,2	7	6,3	0,7	70,1	32,8
72	1	9	9	1	1	1	9	1	10	10	2	1	1	1	2	3,9	7	9	2,8	7,9	6,7	0,7	99,2	44,6
73	10	10	2	5	1	1	9	1	5	10	2	10	1	1	2	4,7	4	9	3,2	9	6,3	0,5	73,8	44,1
74	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	3	6	3,3	4	7	2,1	4	4,3	0,2	19,1	17,1
75	10	2	9	8	1	1	9	1	10	10	2	1	1	1	2	4,5	9	7	3,4	3,1	5,6	0,5	60,5	38,3
76	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	5	5	2	5,6	4	7	2,3	4,1	4,4	0,8	79,0	43,8
77	5	5	9	3	4	4	5	3	1	10	2	1	3	3	2	4,0	2	7	3,1	7,5	4,9	0,7	59,6	33,3
78	10	2	9	3	1	1	9	1	10	7	5	1	1	1	2	4,2	1	9	3,5	5,9	4,9	0,6	52,5	32,6
79	8	10	9	1	1	1	9	1	5	10	5	1	1	1	2	4,3	9	9	4,2	9,1	7,8	0,5	94,9	50,9
80	1	9	9	1	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,1	7	9	2,8	9	7,0	0,2	42,3	34,5
81	10	10	2	5	1	1	9	1	10	3	5	1	1	1	2	4,1	4	9	3,2	9	6,3	0,1	31,3	28,6
82	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	3	2	3,1	4	7	2,1	4	4,3	0,5	27,1	19,7
83	10	2	9	8	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,7	9	7	3,4	3,1	5,6	0,2	37,6	32,0
84	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	3	3	2	5,3	7	7	2,3	4,1	5,1	0,5	61,4	40,8
85	5	5	9	3	4	4	5	3	5	10	5	1	3	3	2	4,5	2	7	3,1	7,5	4,9	0,8	78,0	39,4
86	1	2	9	1	1	1	9	1	10	3	5	1	1	1	2	3,2	9	9	5,5	5,2	7,2	0,7	91,2	39,0
87	2	2	9	1	1	1	9	1	1	10	5	1	1	1	2	3,1	7	9	4,5	4	6,1	0,6	56,9	30,7
88	5	2	9	1	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	3,9	4	9	4	4	5,3	0,5	47,3	31,0
89	8	2	9	1	1	1	9	1	5	7	5	1	1	1	2	3,6	2	9	3,8	3	4,5	0,2	21,6	19,2
90	10	2	9	3	1	1	9	1	10	10	5	1	3	3	2	4,7	1	9	3,5	5,9	4,9	0,5	49,8	34,0
91	1	10	9	1	1	1	9	1	1	10	5	1	1	1	2	3,6	7	3	6,7	7,5	6,1	0,8	91,9	39,2
92	1	9	9	1	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,1	7	7	2,8	8,1	6,2	0,5	64,2	38,6
93	10	10	2	5	1	1	9	1	5	5	5	1	1	1	2	3,9	4	9	3,2	9	6,3	0,6	74,8	39,6
94	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	3	2	3,1	4	7	2,1	4	4,3	0,5	27,1	19,7
95	10	2	9	8	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,7	7	7	3,4	4,1	5,4	0,8	97,7	45,8
96	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	3	3	2	5,3	7	7	3,3	4,1	5,4	0,7	92,3	48,5
97	5	5	9	3	4	4	5	3	5	10	5	1	1	1	2	4,2	2	7	3,1	7,5	4,9	0,6	53,4	32,9
98	10	2	9	3	1	1	9	1	10	10	5	10	1	1	2	5,0	1	9	3,5	5,9	4,9	0,3	38,9	31,5
99	1	10	9	1	1	1	9	1	1	7	5	1	1	1	2	3,4	9	9	4,2	9	7,8	0,2	40,0	31,8
100	1	9	9	1	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,1	7	9	2,8	9	7,0	0,1	34,9	31,6
101	10	10	2	5	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,6	4	9	3,2	9	6,3	0,5	72,7	43,5
102	8	10	2	1	1	1	2	1	1	1	5	5	3	3	2	3,1	4	7	2,1	4	4,3	0,2	17,5	15,7
103	10	2	9	8	1	1	9	1	10	10	5	1	1	1	2	4,7	9	7	3,4	3,1	5,6	0,3	44,7	34,6
104	5	2	9	1	1	1	9	1	5	10	2	1	1	1	2	3,4	1	9	3,5	5,9	4,9	0,2	22,6	19,8
105	2	2	9	1	1	1	9	1	5	1	2	5	1	1	2	2	7	3,1	7,5	8,8	6,6	0,3	23,3	17,2
106	8	10	9	3	4	6	7	5	5	5	5	5	3	3	2	5,3	7	7	2,3	4,1	5,1	0,2	37,7	32,6
107	5	5	9	3	4	4	5	3	1	10	5	1	3	3	2	4,2	2	7	3,1	7,5	4,9	0,5	45,6	30,9
108	10	2	9	1	1	1	9	1	1	10	5	5	3	1	2	4,1	1	1	2,5	2,1	1,7	0,2	7,4	8,1
109	5	3	9	1	4	3	7	5	10	1	1	1	1	1	2	3,6	1	1	2,1	2,3	1,6	0,3	6,6	7,5
110	2	3	5	1	1	1	9	3	1	1	1	1	1	1	2	2,2	1	1	2,7	2,2	1,7	0,2	4,2	4,6
111	8	2	9	1	1	1	9	5	5	1	5	1	5	1	2	3,7	2	1	2,5	2,1	1,9	0,3	8,6	9,2

¹ – приводятся условные номера скважин, принадлежащих различным ЭО и расположенных на промыслах Урало-Поволжья, Западной Сибири, Восточной Сибири и др.

² – максимально возможный негативный вариант, включающий наихудшие условия по скважинам и малоквалифицированный, полностью безответственный персонал (2-разряд без опыта работы)

³ – расчетное значение при использовании степенной зависимости

⁴ – расчетное значение при использовании линейной зависимости

Оценка ПФС по уровням опасности

№ скважины	Коф	Уровень опасности	Оценка эксперта о состоянии скважины
1	67,9	2	2
2	97,4	1	1
3	62,9	2	2
4	93,7	1	1
5	47,5	3	3
6	48,3	3	3
7	100,6	1	1
8	99,7	1	1
9	99,4	1	1
10	92,3	1	1
11	97,8	1	1
12	97,2	1	1
13	100,4	1	1
14	49,0	3	3
15	92,8	1	1
16	36,8	3	3
17	32,0	3	3
18	53,1	2	2
19	46,5	3	3
20	30,7	3	3
21	94,5	1	1
22	39,2	3	3
23	91,4	1	1
24	87,4	1	1
25	41,4	3	3
26	36,9	3	3
27	40,6	3	3
28	44,9	3	3
29	34,6	3	3
30	97,3	1	1
31	27,9	4	4
32	46,9	3	3
33	15,8	4	5
34	44,7	3	3
35	39,6	3	3
36	46,6	3	3
37	36,7	3	3
38	48,2	3	3
39	36,8	3	3
40	39,6	3	3
41	25,9	4	4
42	53,3	2	2
43	41,9	3	3
44	98,1	1	1

№ скважины	Коф	Уровень опасности	Оценка эксперта о состоянии скважины
45	57,0	2	2
46	90,3	1	1
47	61,1	2	2
48	36,0	3	3
49	18,0	4	4
50	28,0	4	4
51	32,6	3	2
52	41,4	3	3
53	29,1	4	4
54	29,5	4	4
55	74,5	2	2
56	92,3	1	1
57	44,8	3	3
58	45,0	3	3
59	30,4	3	2
60	90,6	1	1
61	92,4	1	1
62	39,4	3	3
63	91,3	1	1
64	46,6	3	3
65	30,1	3	2
66	26,0	4	4
67	60,6	2	2
68	24,9	4	4
69	35,0	3	3
70	81,2	1	1
71	70,1	2	2
72	99,2	1	1
73	73,8	2	2
74	19,1	4	4
75	60,5	2	2
76	79,0	2	2
77	59,6	2	2
78	52,5	2	2
79	94,9	1	1
80	42,3	3	3
81	31,3	3	2
82	27,1	2	2
83	37,6	3	3
84	61,4	2	2
85	78,0	2	2
86	91,2	1	1
87	56,9	2	2
88	47,3	3	3
89	21,6	4	4
90	49,8	3	3
91	91,9	1	1
92	64,2	2	2

№ скважины	К _{оф}	Уровень опасности	Оценка эксперта о состоянии скважины
93	74,8	2	2
94	27,1	4	4
95	97,7	1	1
96	92,3	1	1
97	53,4	2	2
98	38,9	3	3
99	40,0	3	3
100	34,9	3	3
101	72,7	2	2
102	17,5	4	4
103	44,7	3	3
104	22,6	4	4
105	23,3	4	4
106	37,7	3	3
107	45,6	3	3
108	7,4	5	5
109	6,6	5	5
110	4,2	5	5
111	8,6	5	5

Примечание: в таблице различным цветом обозначена условная цветовая принадлежность к одному и пяти уровней опасности исходя из следующего предположения

Уровень опасности	Цветовое решение для диапазона опасности
1	80-100, состояние чрезвычайно высокой опасности
2	50-80, состояние высокой опасности
3	30-50, состояние средней опасности
4	10-30, состояние низкой опасности
5	0-10, состояние, стремящееся к безопасному

МЕТОДИКА
оценки опасности пассивного фонда скважин

I. Общие положения

1. Настоящая методика оценки опасности пассивного фонда скважин (далее – Методика) разработана для использования при эксплуатации фонда скважин месторождений нефти и/или газа России (исключая морские объекты).

2. С помощью методики определяется показатель опасности фонда скважин (далее – коэффициент опасности фонда или $K_{\text{оф}}$), находящихся в консервации, ликвидации, ожидании ликвидации, а также скважин иных пассивных категорий, включая наблюдательные, пьезометрические (далее – ПФС).

3. Методика содержит критерии, влияющие на опасность скважин, процесс и этапы определения коэффициента опасности фонда для каждой скважины ПФС.

4. Результаты определения $K_{\text{оф}}$ могут быть представлены в табличном виде, который является оптимальным для месторождений с общим фондом скважин до 50 ед., а также в виде карт (двухмерная визуализация) и полей (трехмерная визуализация) опасности.

5. Методика предназначена для использования организациями, эксплуатирующими месторождения углеводородного сырья, имеющими основной эксплуатируемый фонд скважин, а также ПФС. В случаях отсутствия эксплуатируемых скважин могут оцениваться только скважины ПФС.

6. Непосредственными пользователями методики может быть широкий круг специалистов: от инженера цеха по добыче нефти и/или газа до руководителя службы по обеспечению безопасности скважин, главного инженера и руководителя нефтегазодобывающей организации (предприятия, компании, холдинга).

7. Результаты оценки опасности скважин могут быть использованы для оценки текущей ситуации ПФС, ее прогнозирования, а также предоставления обобщенной оценки представителям контрольно-надзорных органов.

II. Общие рекомендации по определению коэффициента опасности

8. В общем виде определение $K_{\text{оф}}$ а также его последующего картографирования (при необходимости) представлено на рисунках 1 и 2.

9. Показатели, влияющие на безопасность скважин ПФС, являющиеся основными для определения $K_{\text{оф}}$, разделены на две группы – эксплуатационные критерии (15 показателей) и критерии персонала (4 показателя).

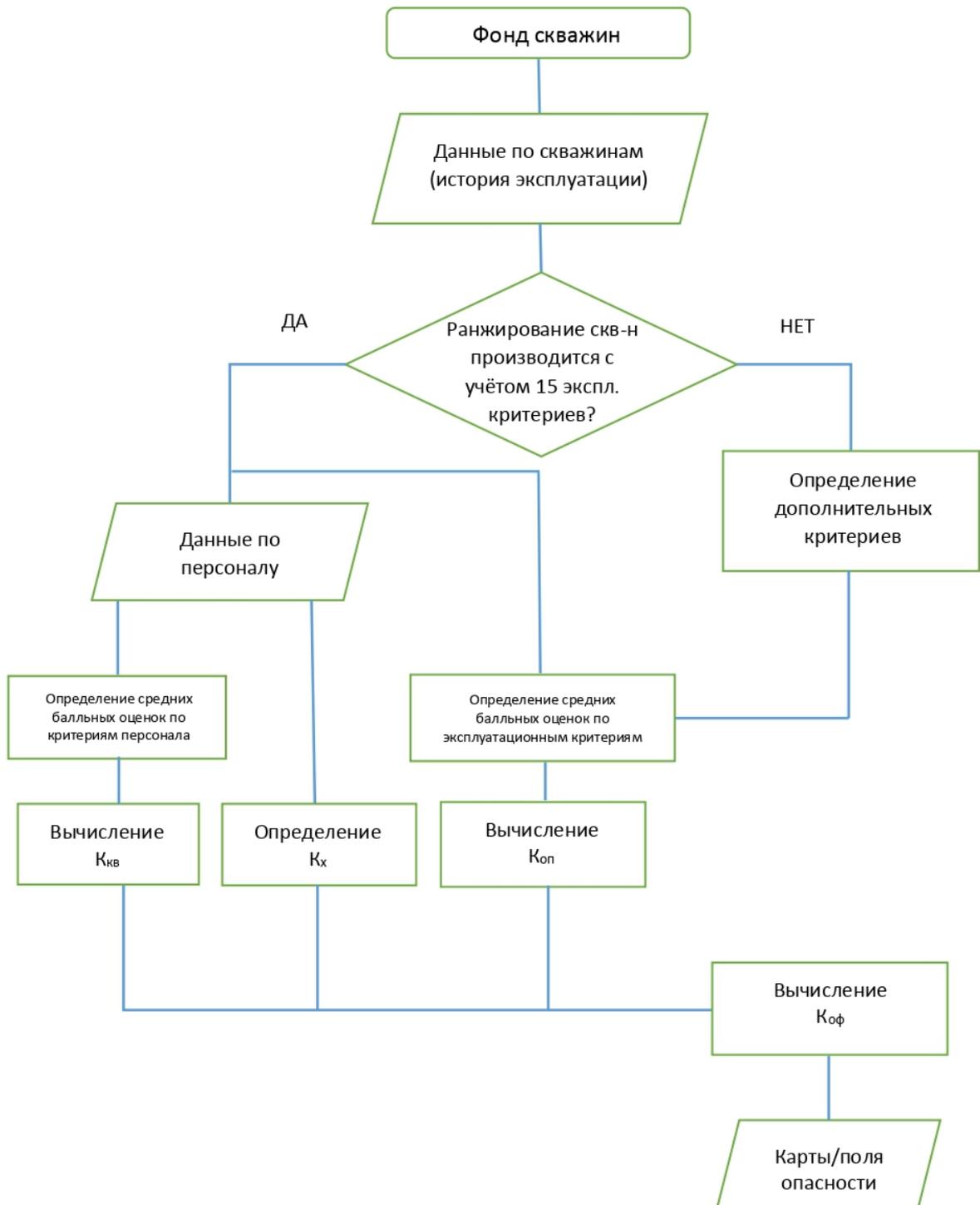
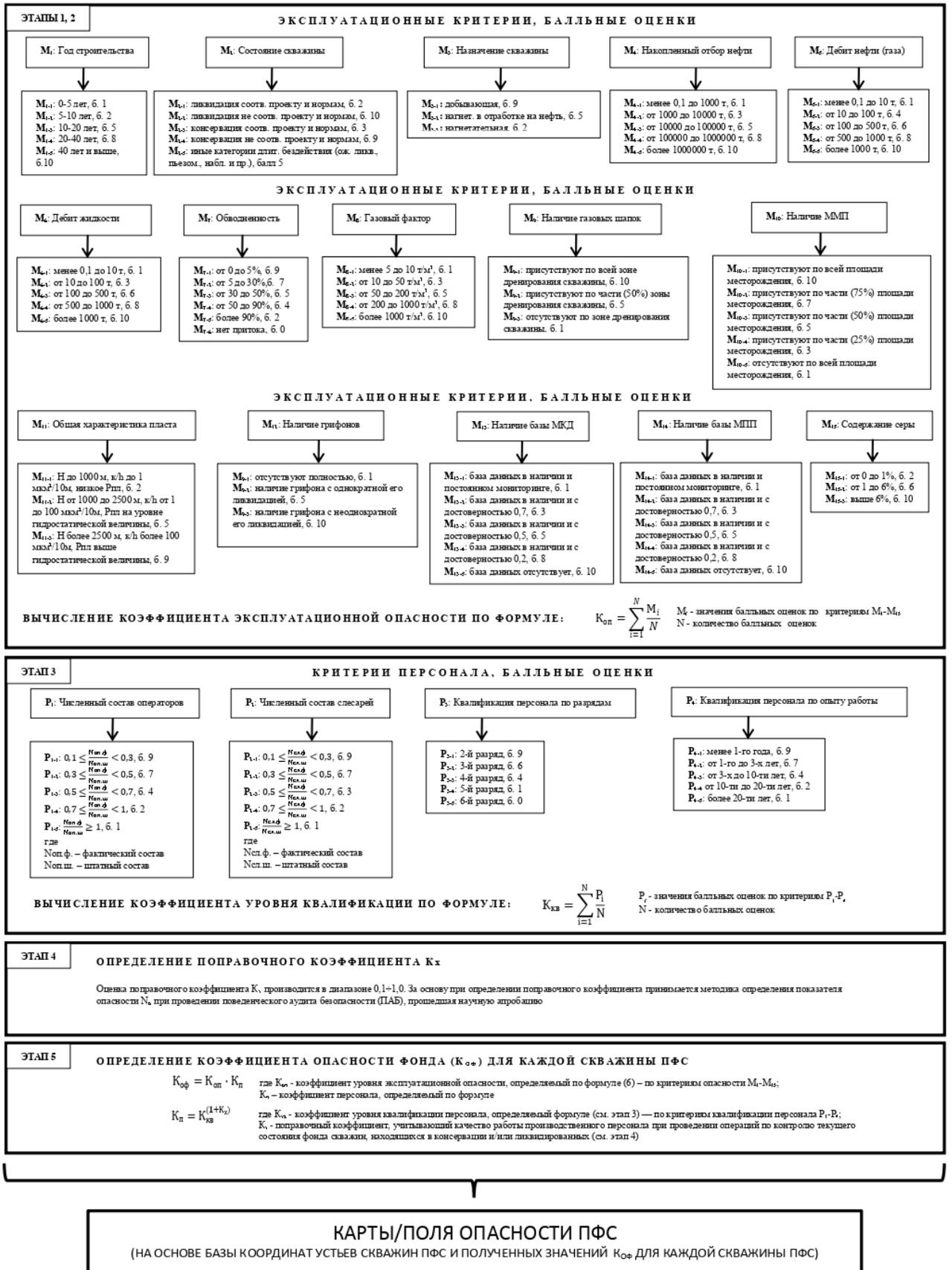


Рисунок 1 – Алгоритм определения $K_{оф}$ и получения карт/полей опасности



III. Рекомендации к процедуре оценки критериев опасности

10. Эксплуатационные критерии (условно обозначаются литерой М, характеризуют процесс эксплуатации скважины до вывода в пассивное состояние – см. рисунок 2) включают следующие показатели: год строительства; состояние скважины; назначение скважины; накопленный отбор нефти/газа; дебит нефти/газа; дебит жидкости; обводненность; газовый фактор; наличие газовых шапок; наличие многолетнемерзлых пород (далее – ММП); общая характеристика пласта; наличие грифонов; наличие базы замеров межколонных давлений (далее – МКД); наличие базы заколонной циркуляции и межпластовых перетоков (далее – ЗЦ и МПП); содержание серы.

11. Критерии персонала (условно обозначаются литерой Р, характеризуют состав и квалификацию персонала, осуществляющего контрольные мероприятия за состоянием ПФС – см. рисунок 2) включают следующие показатели: численный состав операторов; численный состав слесарей; квалификация персонала по разрядам; квалификация персонала по опыту работы

12. Отдельно рассматривается поправочный коэффициент K_x , учитывающий качество работы исполнителей и достоверности информации при проведении операций по контролю текущего состояния скважин ПФС.

13. В случае, если для наиболее полного учёта факторов влияния на безопасность скважин необходимы дополнительные критерии, учитывающие природно-климатические особенности расположения скважин (например – вулканизм, землетрясения, карстовые процессы и т.п.), они определяются инженерно-техническим персоналом на местах исходя из географической характеристики каждого конкретного месторождения.

IV. Рекомендации к процедуре оценки эксплуатационных критериев и критериям персонала

14. Каждая пассивная скважина подвергается оценке по 15-ти эксплуатационным критериям и 4-м критериям персонала, которую осуществляет инженерно-технический персонал эксплуатирующей организации (далее – эксплуатант). При этом эксплуатационные критерии наиболее эффективно могут быть оценены с привлечением геологической службы эксплуатанта, а критерии персонала – с привлечением кадровой службы, а также базы знаний, имеющейся у руководящих лиц (мастеров) непосредственно в бригадах (участках) добычи.

15. По каждому критерию предусматривается определение балльной оценки (рис. 2).

V. Рекомендации к процедуре оценки поправочного коэффициента

16. Определение поправочного коэффициента (K_x), учитывающего качество работы исполнителей и достоверности информации при проведении операций по контролю текущего состояния скважин ПФС, представляется одной из наиболее важных операций при осуществлении процедуры ситуационного анализа для решения дальнейшей задачи определения коэффициентов опасности скважин. Предлагаемый показатель может отражать степень небрежности (ошибок) при выполнении персоналом бригады своих должностных обязанностей по контролю за текущим состоянием фонда скважин ПФС, которые влияют на качество и достоверность результатов на конкретном участке (бригаде).

17. Оценка поправочного коэффициента K_x производится в диапазоне $0,1 \div 1,0$. Допущение значений менее 0,1, а также нулевого значения полностью не исключается. При этом за основу при определении данного поправочного коэффициента принимается методика определения показателя опасности N_0 при проведении поведенческого аудита безопасности (далее – ПАБ), прошедшая научную апробацию [3] и используемая в практической деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса. В рамках

методики [3] предполагается вычисление показателя опасности (N_0) всех проведенных аудитов за выбранный (i -й) промежуток времени. Из практики анализа проведенных ПАБ на объектах крупных нефтегазовых компаний следует, что N_0 не превышает 0,5.

VI. Рекомендации по определению уровня опасности фонда

18. Для полученных коэффициентов опасности фонда скважин ($K_{\text{оф}}$) в диапазоне от 0 до 100 принимается следующая дифференциация:

Уровень опасности	Характеристика диапазона опасности	Характеристика опасностей
1	80-100 – состояние чрезвычайно высокой опасности	Заброшенные и разукomплектованные скважины, отсутствие контроля, отсутствие государственного надзора, опасность залповых выбросов опасных веществ (более 1 т), открытого огня, неконтролируемого взрыва. Опасность группового несчастного случая со смертельным исходом
2	50-80 – состояние высокой опасности	Полное или частичное разрушение оборудования, опасность залповых выбросов опасных веществ (от 0,5 до 1 т), включая отдельные случаи возникновения горения, загрязнения окружающей территории (грунтов, атмосферного воздуха, поверхностных вод), опасность несчастных случаев (легкий, тяжелый, смертельный) для работников эксплуатирующих предприятий и населения
3	30-50 – состояние средней опасности	Отмечаются нарушения требований безопасности технического и организационного характера, отмечаются незначительные утечки нефти (до 0,5 т), выбросы газа без возгорания. Возможны микротравмы работников и населения
4	10-30 – состояние низкой опасности	Отмечаются незначительные нарушения требований безопасности, в основном организационного характера
5	0-10 – состояние, стремящееся к безопасному	Соответствует нормальному режиму эксплуатации скважин, требованиям безопасности

19. В случае если расчётное значение $K_{\text{оф}}$ превышает 100, для дальнейшей оценки принимается значение $K_{\text{оф}}$ равное 100, а состояние опасности скважины принимается — состояние чрезвычайно высокой опасности.

VII. Рекомендации по формированию результатов расчетов коэффициента опасности фонда

20. По значениям рассчитанных коэффициентов формируются массивы данных в табличном виде. Каждой скважине ПФС соответствуют показатели ($K_{\text{оп}}$), ($K_{\text{кв}}$), ($K_{\text{х}}$), ($K_{\text{п}}$), ($K_{\text{оф}}$).

21. Графическое отображение информации из табличных данных возможно в любом удобном для пользователя виде (нанесение различных цветовых отметок на схемы расположения устьев скважин, нанесение цветовых отметок с подписью значения $K_{\text{оф}}$ для каждой скважины ПФС, закрепление на схеме расположения скважин цветовых «булавок», «флажков» и подобное).

22. Для месторождений с фондом скважин более 50 единиц рекомендуется использование автоматизированных программных комплексов для графического

картопостроения с алгоритмами интерполяции данных. При этом возможно отображение данных в двухмерном (карты) и трехмерном (поля) виде.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Профессиональный стандарт «Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержден приказом Минтруда РФ от 22.09.2020 №642н
2. Профессиональный стандарт «Слесарь по ремонту промышленного нефтегазового оборудования», утвержден приказом Минтруда РФ от 15.07.2019 №496н
3. Вихров, А.Е. Разработка метода проведения поведенческого аудита безопасности на объектах топливно-энергетического комплекса: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.26.01. — Москва, 2021. 20 с.