

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

**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)

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, доцент  
Фомина Екатерина Евгеньевна

Москва – 2024

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность темы исследования**

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 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 и нормативной базы показывает, что в настоящее время в российском нефтегазодобывающем секторе отсутствует научно обоснованная универсальная концепция рационального использования имеющейся геолого-технологической информации при решении задач обеспечения безопасности ОО «Фонд скважин».

При этом особого внимания заслуживает факт существования значительного количества скважин, характеризующихся понятием «в ожидании ликвидации». Такое понятие не является установленным действующими нормативными документами, однако в промысловой практике распространено повсеместно. По различным месторождениям количество скважин такой 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 ожидании 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 ПФС, с целью обеспечения безопасности.

В этих условиях, вопрос формирования новых концептуальных методических подходов к предупреждению аварий техногенного характера, связанных с 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.

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., Байтурина С.Р., Бакеев Р.А., Зайцев Г.С., Клейменов А.В., Коробов С.В., Кустышев И.А., Мячина К.В., Наместников С.В., Никишов В.И., Савинов Р.А., Стрижнев К.В. и др.). Работы зарубежных авторов M. Mainguay, P. Longuemare, D. Buchmiller и др. касаются новых подходов к восстановлению ликвидированных скважин.

Изучению влияния человеческого фактора на безопасность эксплуатации опасных объектов посвящены научные работы Буркиной Е.Н., Волохиной А.Т., Гиниятова И.Г., Глебовой Е.В., Ивановой М.В., Ляпина А.А., Мартынюка В.Ф., Мельниковой Д.А., Рыбниковой А.В., Фоминой Е.Е., Чабаева Л.У., Шевченко Д.И. и др.

Несмотря на проведенные исследования, пути обеспечения безопасности ПФС с учетом влияния человеческого фактора не представлены ни в одной работе.

**Целью** исследования является разработка механизма оценки опасности ПФС для совершенствования системы обеспечения производственной безопасности ОО «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 ОО «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.

#### **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 и практическая значимость работы**

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.

Практическая значимость подтверждается актами внедрения.

#### **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.

#### **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 ( $K_{х}$ ) 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 Межрегиональной научно-

практической конференции с международным участием «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 (Роспатент) рассмотрена заявка №2019122700 и 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. Автор, патентообладатель — Рыбалов Э.А. Дата государственной 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.

### **Личный вклад автора**

Личный вклад автора состоит в 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, разработке новой методики оценки опасности ПФС, 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 диссертационной работы**

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

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы проведенных исследований, сформулирована цель и определены основные задачи исследований, обозначены предмет и объект исследований, показаны научная новизна, практическая значимость работы и личный вклад автора, приведены основные положения, выносимые на защиту.

**В первом разделе** приведено современное состояние проблемы, результаты обобщенного анализа материалов, касающихся вопросов существования в российском нефтегазодобывающем секторе скважин, находящихся в ПФС.

Крупнейшие нефтегазовые месторождения России характеризуются довольно значительными показателями по числу скважин, выведенных в ПФС (таблица 1). Например, на уникальном Самотлорском месторождении общий фонд скважин насчитывает около 20 тыс., из них в консервации находится около 1 тыс., а ликвидировано более 3 тыс.

Таблица 1 – Обобщенная характеристика фонда скважин по крупнейшим месторождениям России

| № п/п | Месторождение                       | Год начала эксплуатации (добычи) | Запасы сырья (баланс)      | Общий фонд пробуренных скважин с начала разработки (ед.) | Количество скважин в консервации, (ед. / %) | Количество ликвидированных скважин (в т.ч. в ожидании ликвидации), (ед. / %) |
|-------|-------------------------------------|----------------------------------|----------------------------|----------------------------------------------------------|---------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | Самотлорское                        | 1969                             | Нефть<br>7 млрд. т         | 20 100                                                   | 1 000 / 5,0                                 | 3 000 / 14,9                                                                 |
| 2     | Приобское                           | 1988                             | Нефть<br>5 млрд. т         | 8 730                                                    | 100 / 1,1                                   | 880 / 10,0                                                                   |
| 3     | Мамонтовское                        | 1970                             | Нефть<br>1,4 млрд. т       | 5 970                                                    | 1 260 / 21,1                                | 1 760 / 29,4                                                                 |
| 4     | Федоровское                         | 1973                             | Нефть<br>2 млрд. т         | 10 300                                                   | 1 000 / 9,7                                 | 1 450 / 14,1                                                                 |
| 5     | Лянторское                          | 1978                             | Нефть<br>2 млрд. т         | 6 000                                                    | 480 / 8,0                                   | 450 / 7,5                                                                    |
| 6     | Ромашкинское                        | 1953                             | Нефть<br>5 млрд. т         | 28 460                                                   | 490 / 1,7                                   | 4 150 / 14,6                                                                 |
| 7     | Арланское                           | 1958                             | Нефть<br>1,2 млрд. т       | 9 800                                                    | 450 / 4,6                                   | 1 200 / 12,2                                                                 |
| 8     | Ватъеганское                        | 1983                             | Нефть<br>1 млрд. т         | 3 100                                                    | 920 / 29,7                                  | 130 / 4,2                                                                    |
| 9     | Красноленинское (Талинская площадь) | 1981                             | Нефть<br>1 млрд. т         | 5 400                                                    | 830 / 15,4                                  | 950 / 17,6                                                                   |
| 10    | Уренгойское                         | 1978                             | Газ 16 трлн.м <sup>3</sup> | 2 400                                                    | 70 / 2,9                                    | 100 / 4,1                                                                    |
| Всего |                                     | -                                | -                          | 100 260                                                  | 6 600 / 6,6                                 | 14 070 / 14,0                                                                |

В то же время в России 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.

В российском нефтегазодобывающем секторе числится около 400 тыс. 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 объектов. Имеет место факт существования бесхозных скважин (более 10 тыс.), находящихся в неконтролируемом состоянии. При этом известно, что на разрабатываемых месторождениях значительное количество скважин имеют сроки эксплуатации более 40 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 лет с учетом специфических особенностей и факторов геологического характера. 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).

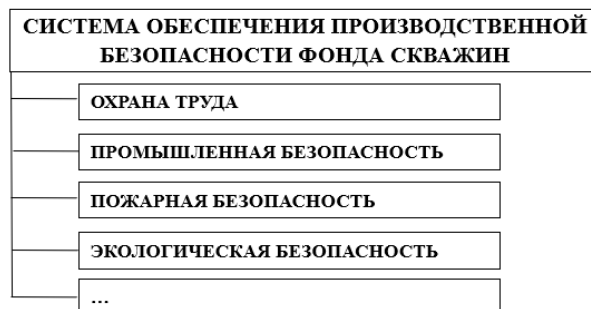


Рисунок 1 - Области системы обеспечения производственной безопасности, применяемые для ОО «Фонд скважин»

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, которая основана на принципе Деминга (Планирование – Функционирование – Аудирование – Улучшение). На рисунке 2 представлена типовая модель системы управления производственной безопасностью с выделением элементов, 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».

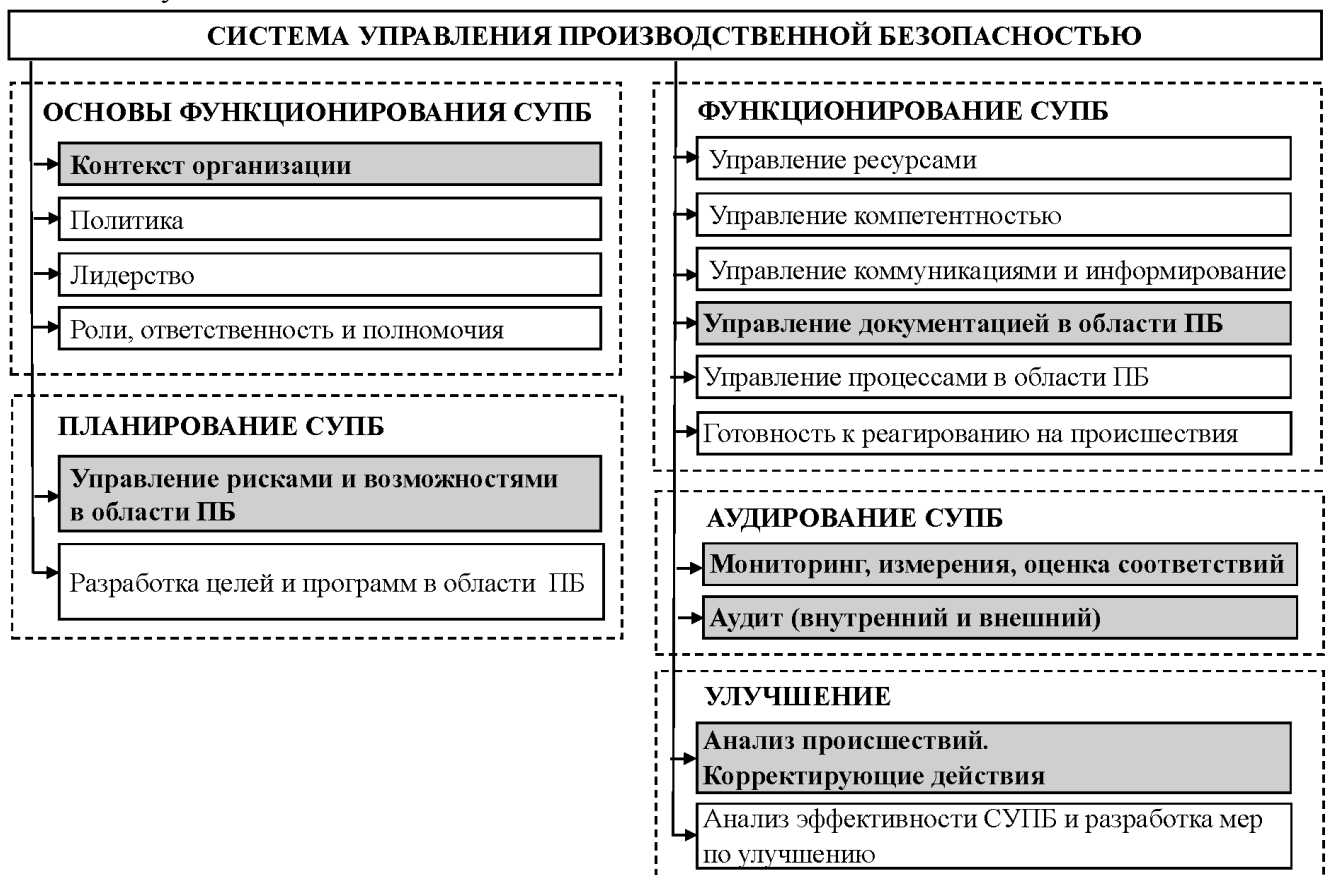


Рисунок 2 – Элементы системы управления производственной безопасностью

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

В разделе также приведены данные по изученности проблемы содержания ПФС, включающие ретроспективный анализ изученности вопросов учета и контроля состояния ПФС, который показал, что предлагаемые исследования не имеют полной аналогии, являются развитием и продолжением ранее осуществляемых научных разработок ученых в области эксплуатации месторождений и обеспечения их безопасности.

**Во втором разделе** приведены результаты разработки новой методики оценки опасности ПФС.

Выполнен анализ качественных и количественных показателей, влияющих на опасность ПФС с учетом его специфики. На основе экспертного метода (17 экспертов из числа специалистов и руководителей организаций нефтегазового сектора, имеющих опыт работы более 5 лет, участвующих в экспертизе и аудитах: Ростехнадзор, ЗАО НТЦ ПБ, ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ» и др.) и математической обработки результатов анкетирования экспертов определены критерии опасности ПФС. Критерии классифицируются на эксплуатационные, характеризующие процесс эксплуатации скважины ( $M_1 \dots M_{15}$ ), и критерии персонала, характеризующие состав и квалификацию персонала ( $P_1 \dots P_4$ ).

Определение согласованности мнений экспертов проводилось путем расчета коэффициента конкордации и проверки его значимости на уровне 0,05 в программе STATISTICA. Значения коэффициентов конкордации по всем критериям входили в промежуток от 0,9 до 1 (шкала Марголина), что соответствует высокой степени согласованности мнений экспертов.

На основе медианы Кемени доказаны балльные оценки по каждому критерию и определены коэффициенты опасности ( $K_{оп}$  и  $K_{кв}$ ) в диапазоне от 0 до 100.

Оценка поправочного коэффициента  $K_x$  в диапазоне  $0,1 \div 1,0$  производится отдельно на основе методики определения показателя опасности  $N_o$  при проведении ПАБ, используемой в практической деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса.

Разработана математическая модель оценки опасности ПФС на основе расчета коэффициентов опасности фонда ( $K_{оф}$ ) для каждой скважины. В случае, если расчётное значение  $K_{оф}$  превышает 100, для дальнейшей оценки принимается значение  $K_{оф}$  равное 100.

На рисунке 3 приведен алгоритм оценки опасности ПФС.

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 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» 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 приводится пример оценки бесхозной скважины, простаивавшей с 1949 года.

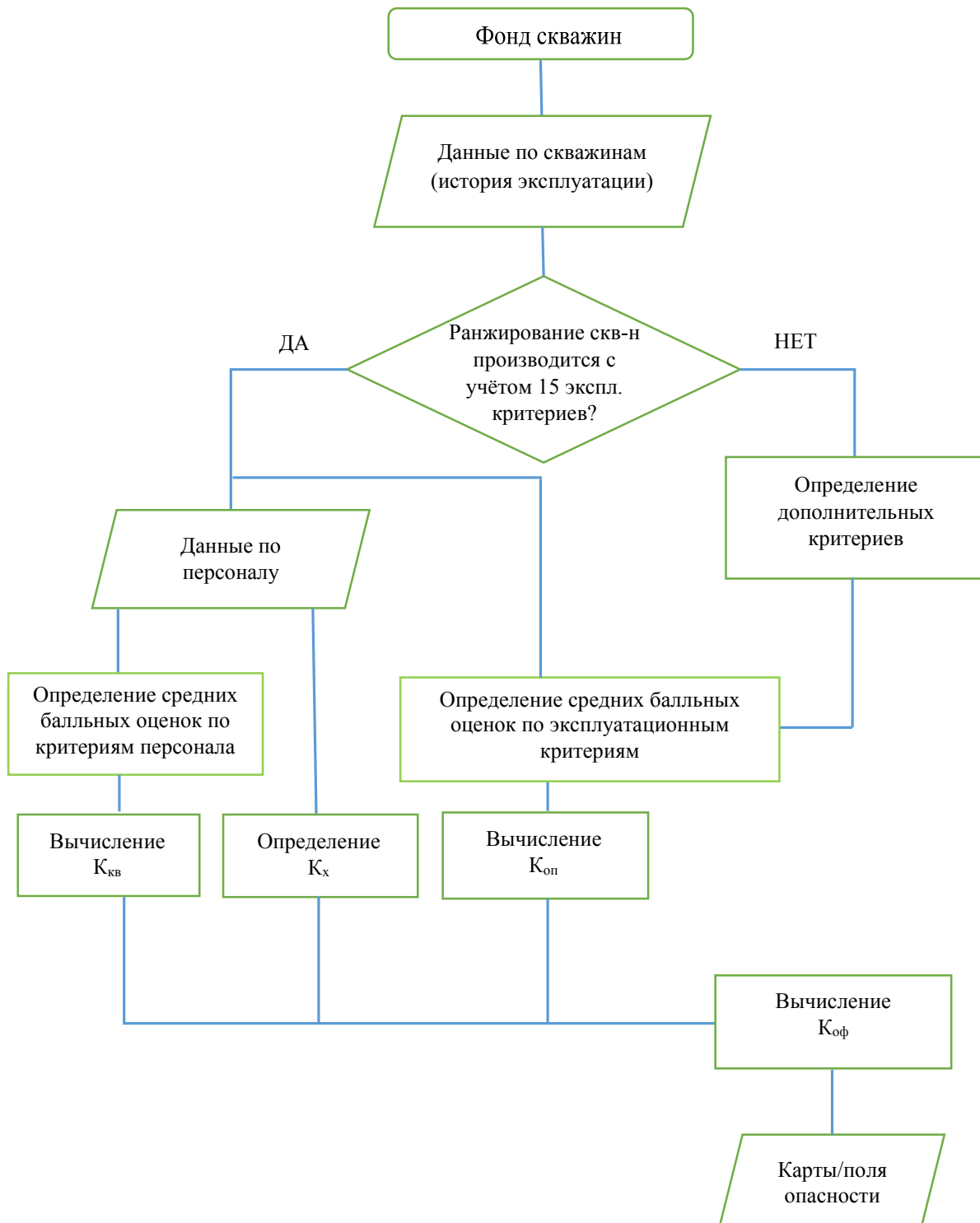
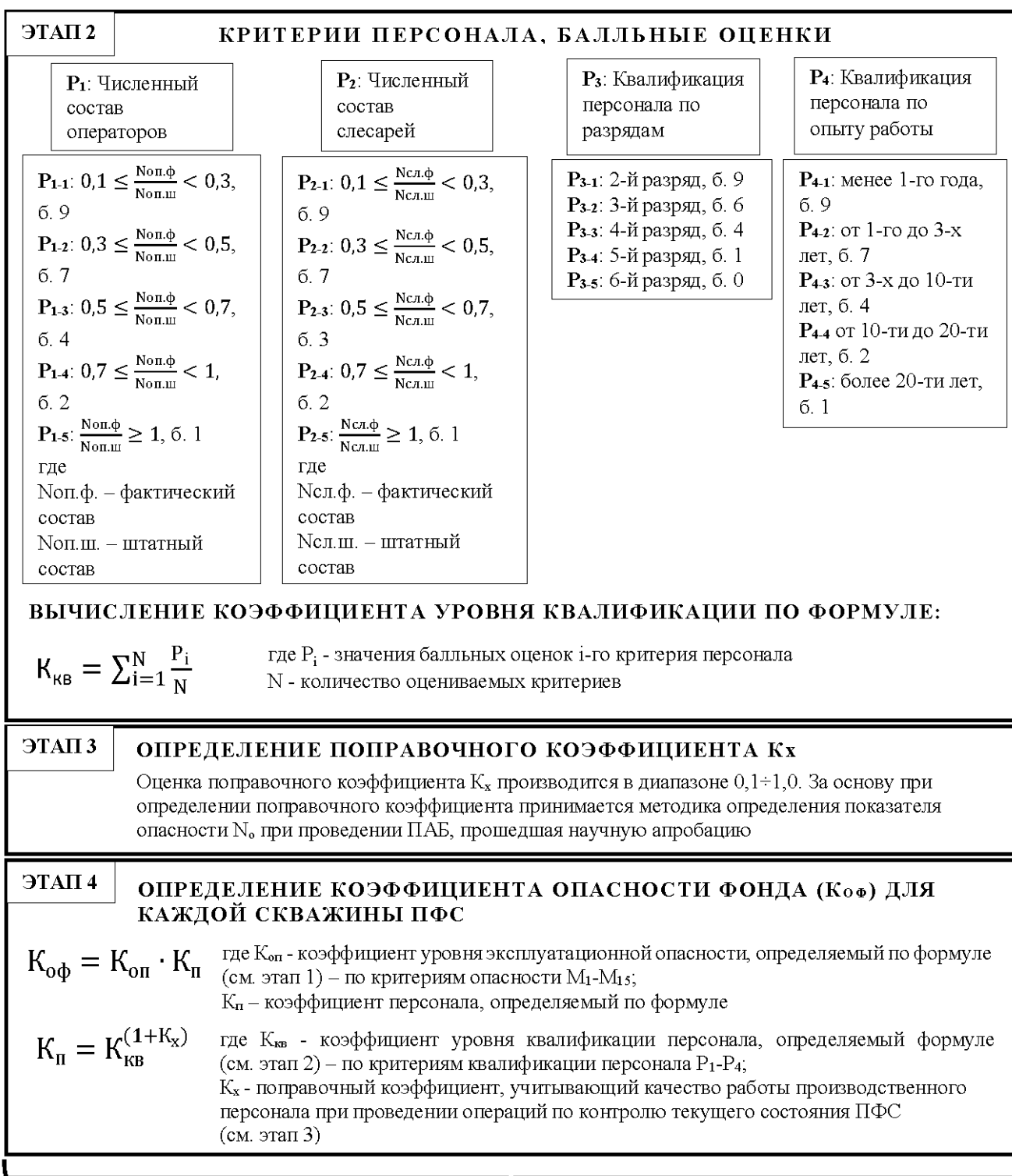


Рисунок 3 – Алгоритм оценки опасности ПФС

На рисунке 4 приведена блок-схема поэтапного определения коэффициента опасности фонда ( $K_{оф}$ ) на основе балльных оценок.

| ЭТАП 1                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ КРИТЕРИИ, БАЛЛЬНЫЕ ОЦЕНКИ |                                                                                                                                                                                                                  |  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <b>М1: Год строительства</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |  | <b>М2: Состояние скважины</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                            | <b>М3: Назначение скважины</b>                                                                                                                                                                                   |  |
| <b>М1.1:</b> 0-5 лет, б. 1<br><b>М1.2:</b> 5-10 лет, б. 2<br><b>М1.3:</b> 10-20 лет, б. 5<br><b>М1.4:</b> 20-40 лет, б. 8<br><b>М1.5:</b> 40 лет и выше, б.10                                                                                                                                                                                          |  | <b>М2.1:</b> ликвидация соотв. проекту и нормам, б. 2<br><b>М2.2:</b> ликвидация не соотв. проекту и нормам, б. 10<br><b>М2.3:</b> консервация соотв. проекту и нормам, б. 3<br><b>М2.4:</b> консервация не соотв. проекту и нормам, б. 9<br><b>М2.5:</b> иные категории длит. бездействия, балл 5                             |                                            | <b>М3.1:</b> добывающая, б. 9<br><b>М3.2:</b> нагнет. в отработке на нефть, б. 5<br><b>М3.3:</b> нагнетательная, б. 2                                                                                            |  |
| <b>М4: Накопленный отбор нефти</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |  | <b>М5: Дебит нефти</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                            | <b>М6: Дебит жидкости</b>                                                                                                                                                                                        |  |
| <b>М4.1:</b> менее 0,1 до 1000 т, б. 1<br><b>М4.2:</b> от 1000 до 10000 т, б. 3<br><b>М4.3:</b> от 10000 до 100000 т, б. 5<br><b>М4.4:</b> от 100000 до 1000000 т, б. 8<br><b>М4.5:</b> более 1000000 т, б. 10                                                                                                                                         |  | <b>М5.1:</b> менее 0,1 до 10 т, б. 1<br><b>М5.2:</b> от 10 до 100 т, б. 4<br><b>М5.3:</b> от 100 до 500 т, б. 6<br><b>М5.4:</b> от 500 до 1000 т, б. 8<br><b>М5.5:</b> более 1000 т, б. 10                                                                                                                                     |                                            | <b>М6.1:</b> менее 0,1 до 10 т, б. 1<br><b>М6.2:</b> от 10 до 100 т, б. 3<br><b>М6.3:</b> от 100 до 500 т, б. 6<br><b>М6.4:</b> от 500 до 1000 т, б. 8<br><b>М6.5:</b> более 1000 т, б. 10                       |  |
| <b>М7: Обводненность</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |  | <b>М8: Газовый фактор</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                            | <b>М9: Наличие газовых шапок</b>                                                                                                                                                                                 |  |
| <b>М7.1:</b> от 0 до 5%, б. 9<br><b>М7.2:</b> от 5 до 30%,б. 7<br><b>М7.3:</b> от 30 до 50%, б. 5<br><b>М7.4:</b> от 50 до 90%, б. 4<br><b>М7.5:</b> более 90%, б. 2<br><b>М7.6:</b> нет притока, б. 0                                                                                                                                                 |  | <b>М8.1:</b> менее 5 до 10 т/м³, б. 1<br><b>М8.2:</b> от 10 до 50 т/м³, б. 3<br><b>М8.3:</b> от 50 до 200 т/м³, б. 5<br><b>М8.4:</b> от 200 до 1000 т/м³, б. 8<br><b>М8.5:</b> более 1000 т/м³, б. 10                                                                                                                          |                                            | <b>М9.1:</b> присутствуют по всей зоне дренирования скважины, б. 10<br><b>М9.2:</b> присутствуют по части (50%) зоны дренирования скважины, б. 5<br><b>М9.3:</b> отсутствуют по зоне дренирования скважины, б. 1 |  |
| <b>М10: Наличие ММП</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |  | <b>М11: Общая характеристика пласта</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                                            | <b>М12: Наличие грифонов</b>                                                                                                                                                                                     |  |
| <b>М10.1:</b> присут. по всей площади местор-я, б. 10<br><b>М10.2:</b> присут. по части (75%) площади местор-я, б. 7<br><b>М10.3:</b> присут. по части (50%) площади местор-я, б. 5<br><b>М10.4:</b> присут.т по части (25%) площади местор-я, б. 3<br><b>М10.5:</b> отсут. по всей площади местор-я, б. 1                                             |  | <b>М11.1:</b> Н до 1000 м, к/г до 1 мкм²/10м, низкое Рпл, б. 2<br><b>М11.2:</b> Н от 1000 до 2500 м, к/г от 1 до 100 мкм²/10м, Рпл на уровне гидростатической величины, б. 5<br><b>М11.3:</b> Н более 2500 м, к/г более 100 мкм²/10м, Рпл выше гидростатической величины, б. 9                                                 |                                            | <b>М12.1:</b> отсут. полностью, б. 1<br><b>М12.2:</b> наличие грифона с однократной его ликвидацией, б. 5<br><b>М12.3:</b> наличие грифона с неоднократной его ликвидацией, б. 10                                |  |
| <b>М13: Наличие базы МКД</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |  | <b>М14: Наличие базы МПП</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                            | <b>М15: Содержание серы</b>                                                                                                                                                                                      |  |
| <b>М13.1:</b> база данных в наличии и постоянном мониторинге, б. 1<br><b>М13.2:</b> база данных в наличии и с достоверностью 0,7, б. 3<br><b>М13.3:</b> база данных в наличии и с достоверностью 0,5, б. 5<br><b>М13.4:</b> база данных в наличии и с достоверностью 0,2, б. 8<br><b>М13.5:</b> база данных отсутствует, б. 10                         |  | <b>М14.1:</b> база данных в наличии и постоянном мониторинге, б. 1<br><b>М14.2:</b> база данных в наличии и с достоверностью 0,7, б. 3<br><b>М14.3:</b> база данных в наличии и с достоверностью 0,5, б. 5<br><b>М14.4:</b> база данных в наличии и с достоверностью 0,2, б. 8<br><b>М14.5:</b> база данных отсутствует, б. 10 |                                            | <b>М15.1:</b> от 0 до 1%, б. 2<br><b>М15.2:</b> от 1 до 6%, б. 6<br><b>М15.3:</b> выше 6%, б. 10                                                                                                                 |  |
| <div><div>ВЫЧИСЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА<br/>ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ОПАСНОСТИ<br/>ПО ФОРМУЛЕ:</div><div><math display="block">K_{\text{оп}} = \sum_{i=1}^N \frac{M_i}{N}</math><div><div><div><math>M_i</math> - значения балльных оценок i-го эксплуатационного критерия</div><div><math>N</math> - количество оцениваемых критериев</div></div></div></div></div> |  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                            |                                                                                                                                                                                                                  |  |

Рисунок 4 – Блок-схема получения  $K_{\text{оф}}$  и карт/полей опасности (начало)


 КАРТЫ/ПОЛЯ ОПАСНОСТИ ПФС  
 (НА ОСНОВЕ БАЗЫ КООРДИНАТ УСТЬЕВ СКВАЖИН ПФС И ЗНАЧЕНИЙ K<sub>оф</sub>)

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

Рисунок 4 – Блок-схема получения K<sub>оф</sub> и карт/полей опасности (окончание)

На основе анализа фактических данных по 111 скважинам из числа ПФС нефтяных и газовых месторождений России (Северо-Кавказская, Волго-Уральская, Западно-Сибирская нефтегазоносные провинции) и экспертной оценки выполнен расчет коэффициента опасности каждой скважины (таблица 2).

Таблица 2 – Массив данных экспертных балльных оценок. Результат расчета коэффициента опасности ПФС (фрагмент)

| Показатели                             |                 | Номера скважин (условные) |             |             |             |             |             |     |            |            |
|----------------------------------------|-----------------|---------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----|------------|------------|
|                                        |                 | 1                         | 2           | 3           | 4           | 5           | 6           | ... | 110        | 111        |
| Эксплуатационные критерии              | M <sub>1</sub>  | 10                        | 8           | 2           | 10          | 5           | 5           | ... | 10         | 8          |
|                                        | M <sub>2</sub>  | 10                        | 10          | 2           | 2           | 5           | 5           | ... | 2          | 2          |
|                                        | M <sub>3</sub>  | 9                         | 9           | 9           | 9           | 9           | 9           | ... | 9          | 9          |
|                                        | M <sub>4</sub>  | 1                         | 3           | 1           | 3           | 3           | 3           | ... | 1          | 1          |
|                                        | M <sub>5</sub>  | 1                         | 4           | 1           | 1           | 4           | 4           | ... | 1          | 1          |
|                                        | M <sub>6</sub>  | 1                         | 3           | 1           | 1           | 4           | 4           | ... | 1          | 1          |
|                                        | M <sub>7</sub>  | 9                         | 7           | 9           | 9           | 5           | 5           | ... | 9          | 9          |
|                                        | M <sub>8</sub>  | 1                         | 3           | 1           | 1           | 3           | 3           | ... | 1          | 5          |
|                                        | M <sub>9</sub>  | 10                        | 5           | 10          | 10          | 1           | 5           | ... | 1          | 5          |
|                                        | M <sub>10</sub> | 1                         | 1           | 1           | 7           | 10          | 10          | ... | 10         | 1          |
|                                        | M <sub>11</sub> | 2                         | 2           | 2           | 5           | 2           | 5           | ... | 5          | 5          |
|                                        | M <sub>12</sub> | 10                        | 5           | 1           | 1           | 1           | 1           | ... | 5          | 1          |
|                                        | M <sub>13</sub> | 1                         | 8           | 1           | 1           | 3           | 1           | ... | 3          | 5          |
|                                        | M <sub>14</sub> | 1                         | 8           | 1           | 1           | 3           | 1           | ... | 1          | 1          |
|                                        | M <sub>15</sub> | 2                         | 2           | 2           | 2           | 2           | 2           | ... | 2          | 2          |
| Коэффициент эксплуатационной опасности | K <sub>оп</sub> | 4,6                       | 5,2         | 2,9         | 4,2         | 4,0         | 4,2         | ... | 4,1        | 3,7        |
| Критерии персонала                     | P <sub>1</sub>  | 4                         | 4           | 7           | 1           | 2           | 2           | ... | 1          | 2          |
|                                        | P <sub>2</sub>  | 3                         | 3           | 9           | 9           | 7           | 7           | ... | 1          | 1          |
|                                        | P <sub>3</sub>  | 5,5                       | 4,7         | 4,5         | 3,5         | 3,1         | 3,1         | ... | 2,5        | 2,5        |
|                                        | P <sub>4</sub>  | 4                         | 7           | 5,1         | 5,9         | 7,5         | 7,5         | ... | 2,1        | 2,1        |
| Коэффициент квалификации персонала     | K <sub>кв</sub> | 4,1                       | 4,7         | 6,4         | 4,9         | 4,9         | 4,9         | ... | 1,7        | 1,9        |
| Поправочный коэффициент                | K <sub>х</sub>  | 0,9                       | 0,9         | 0,5         | 0,2         | 0,7         | 0,6         | ... | 0,2        | 0,3        |
| Коэффициент опасности фонда            | K <sub>оф</sub> | <b>67,9</b>               | <b>97,4</b> | <b>47,5</b> | <b>27,9</b> | <b>59,6</b> | <b>53,4</b> | ... | <b>7,4</b> | <b>8,6</b> |

Для определения уровней опасности ПФС применялись методы «Локтя» (рисунок 5) и кластеризации (рисунок 6) с использованием библиотек Sklearn языка Python.

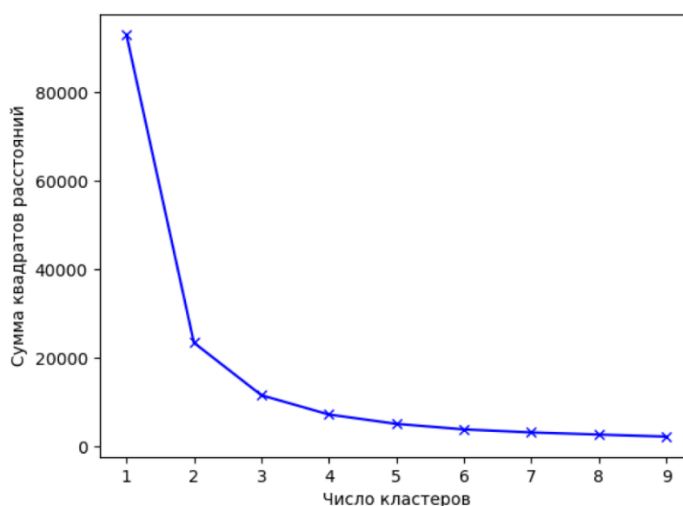


Рисунок 5 – Результат обработки данных методом «Локтя»

Из рисунка 5 следует, что выборку исходных данных по 111 скважинам возможно разделить на 4-5 кластеров, различие между кластерами 5-9 незначительное.

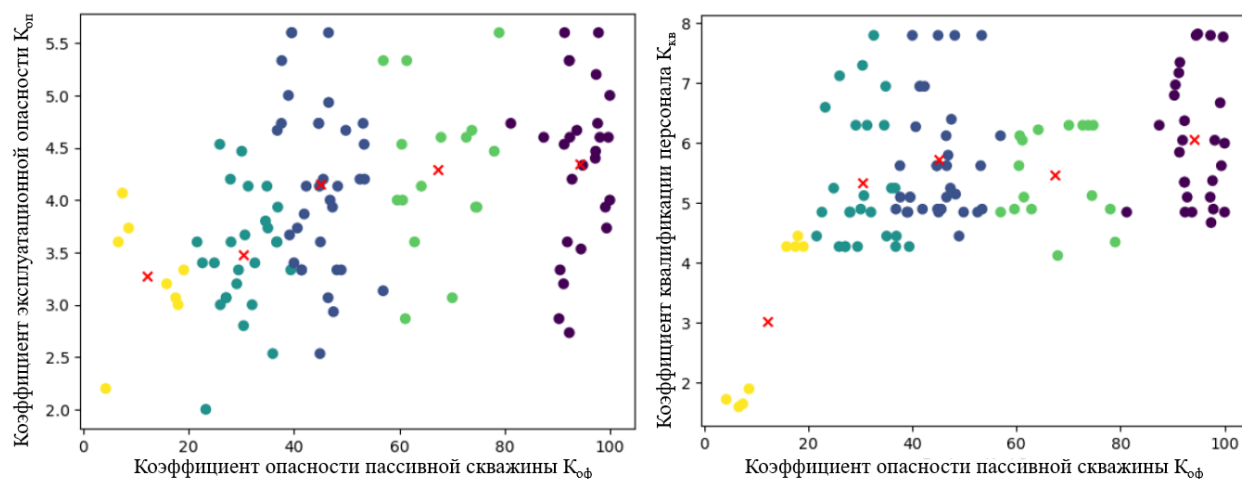


Рисунок 6 – Результат обработки данных методом «Agglomerative Clustering»

На основе анализа литературных данных, нормативных документов и использования результатов математической обработки фактических данных 111 скважин различных регионов России предложена дифференциация  $K_{оф}$  на пять уровней опасности:

- 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.

Выполняемое с учётом предлагаемой методики картографирование важной информации о степени опасности каждой пассивной скважины на конкретном месторождении позволяет сделать вывод о существующей (намечаемой) тенденции изменения опасности по всей площади месторождения в целом, или по его отдельным участкам. Кроме этого, руководящие и иные лица добывающего предприятия получают возможность наиболее полного, наглядного понимания ситуации, характеризующей уровень опасности конкретного ОО «Фонд скважин». Появляется

возможность ситуационного регулирования путем принятия технических и организационных решений.

В таблице 3 представлены действия организационно-технического характера со стороны эксплуатирующей организации или недропользователя в зависимости от установленного уровня опасности ПФС.

Таблица 3 – 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.<br>Установление периодичности визуального и инструментального контроля устья скважины.<br>Ликвидация аварии силами специализированной противофонтанной службы.<br>Возмещение ущерба окружающей среде и третьим лицам.<br>Оказание медицинской помощи работникам.<br>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), 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 | Ликвидация аварии, в том числе с привлечением специализированной противофонтанной службы (при необходимости).<br>Возмещение ущерба окружающей среде и третьим лицам.<br>Оказание медицинской помощи работникам.<br>Расследование аварий и несчастных случаев на производстве в соответствии с требованиями законодательства.<br>Разработка мероприятий по приведению скважины в соответствие с требованиями безопасности.<br>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.<br>Учет и анализ микротравм работников, оказание помощи пострадавшим. Возмещение ущерба третьим лицам.                                                                                                                                                            |
| 4                     | Отмечаются незначительные нарушения                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Устранение нарушений, приведение скважины в соответствие с требованиями безопасности                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |

| Уровень опасности ПФС | Характеристика опасности скважины                                                   | Необходимые предпринимаемые действия |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|
|                       | требований безопасности, в основном организационного характера                      |                                      |
| 5                     | Соответствует нормальному технологическому режиму скважин, требованиям безопасности | Не требуются                         |

Разработанная методика позволяет объединить специфическую информацию из различных источников (баз данных), характеризующих жизненный цикл ПФС, и представлять ее графически в форме карт/полей опасности. Появляется возможность отражать реальную картину опасности ПФС, в любом месте и в любой заданный момент времени: от момента вывода в ПФС до момента принятия всех необходимых решений и мер по обеспечению безопасности.

Методика предназначена для работы инженерного персонала нефтегазодобывающей организации. 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, главного инженера и руководителя нефтегазодобывающей организации (предприятия, компании, холдинга).

**В третьем разделе** приводится информация по вариантам практического применения получаемых в результате расчётов массивов данных и карт/полей опасности скважин.

Наиболее эффективно результаты проведения ранжирования скважин ПФС, и расчётных процедур для определения коэффициентов опасности могут быть использованы при решении задач текущего анализа риска 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.

На примере N-го месторождения приведены результаты определения балльных оценок ( $M_i$  и  $P_i$ ) скважин, расчётов коэффициентов эксплуатационной опасности ( $K_{оп}$ ), квалификации персонала ( $K_{кв}$  и  $K_{п}$ ), поправочных коэффициентов ( $K_x$ ), и коэффициентов опасности фонда ( $K_{оф}$ ) для каждой скважины.

Итогом расчётных процедур по определению параметров опасности ПФС N-го месторождения, становится формирование массива информации по ПФС и построение карты/поля опасности с применением программного обеспечения.

Результат возможно представить на схеме расположения скважин путем нанесения полученных коэффициентов опасности для каждой скважины (обозначения «слабых» мест – рисунок 7).

Действующие добывающие скважины в расчётах не участвуют, значения коэффициентов опасности для действующих скважин не определяются и на карте не наносятся.

Представленный на рисунке 7 вариант (без применения программных комплексов для построения карт) двухмерного изображения является упрощенной версией графического отображения результата расчётов  $K_{оф}$  по скважинам N-го месторождения.

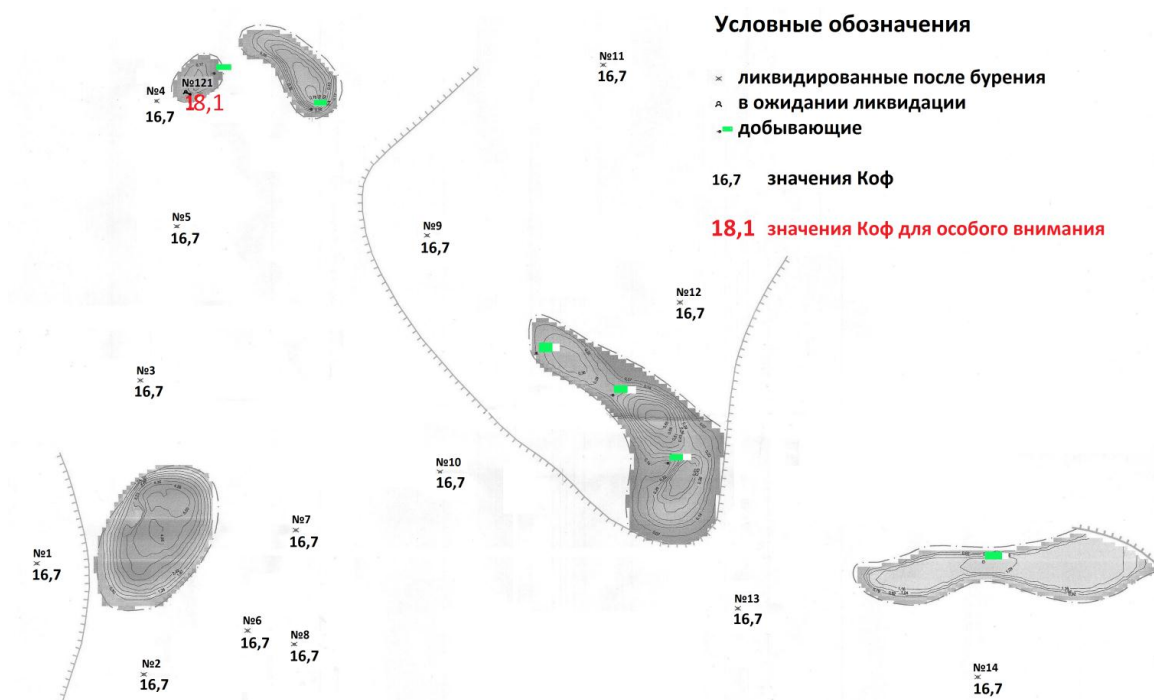


Рисунок 7 – Расположение устьев скважин на N-ом месторождении с указанием «слабых» мест

Полученные значения  $K_{\text{оф}}$  могут быть нанесены в «ручном» режиме, что может быть допустимо для недропользователей, эксплуатирующих небольшие месторождения с незначительным количеством ПФС.

Эффективным и информативным является представление результатов расчетов на картах/полях опасности по принципу «светофора» при использовании двухмерной карты (вариант 2D) и/или трехмерного поля (вариант 3D) опасности по скважинам N-го месторождения, получаемых с использованием программного продукта и реализованного в нем алгоритма линейной интерполяции (рисунок 8).

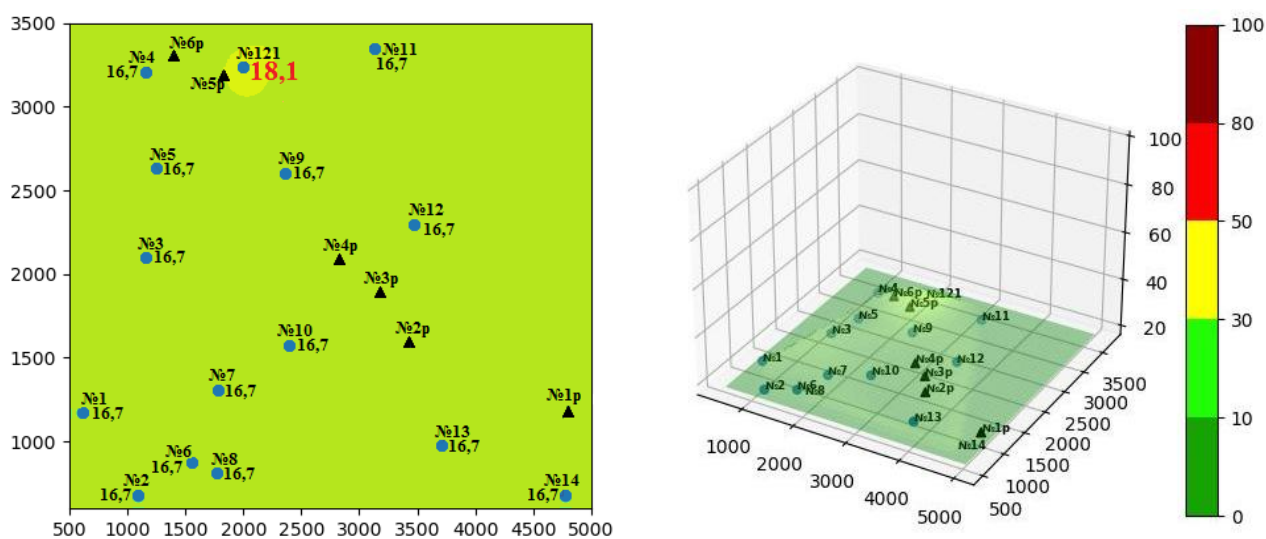


Рисунок 8 – Примеры двухмерной карты (вариант 2D) и трехмерного поля (вариант 3D) опасности

На примере рассмотрения различной информации на N-ом месторождении (карт, полей  $K_{\text{оф}}$ ) для ПФС, можно сделать вывод, что уровень опасности ПФС на данном месторождении характеризуется как «состояние низкой опасности». В то же время привлекает внимание факт нахождения в непосредственной близости от скважины №121, находящейся в состоянии ожидания ликвидации, характеризующейся 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 разделе также приводится пример расчётов и картопостроений, характеризующийся более критической гипотетической ситуацией.

Принимая во внимание общегосударственный тренд на цифровизацию, необходимо учитывать факты предпринятых недропользователями мероприятий по организации дистанционного контроля скважин.

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

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 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 ( $K_{\text{оп}}$ ,  $K_{\text{п}}$ ,  $K_{\text{оф}}$ ), карты/поля опасности 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 4).

Таблица 4 – 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 | Идентификация критериев опасности, 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 действия    | Установление области опасных зон и опасных ситуаций с учетом ПФС. Разработка мер по предупреждению и реагированию на опасности ПФС различного уровня                  |

На рисунке 9 представлен механизм оценки опасности ПФС.

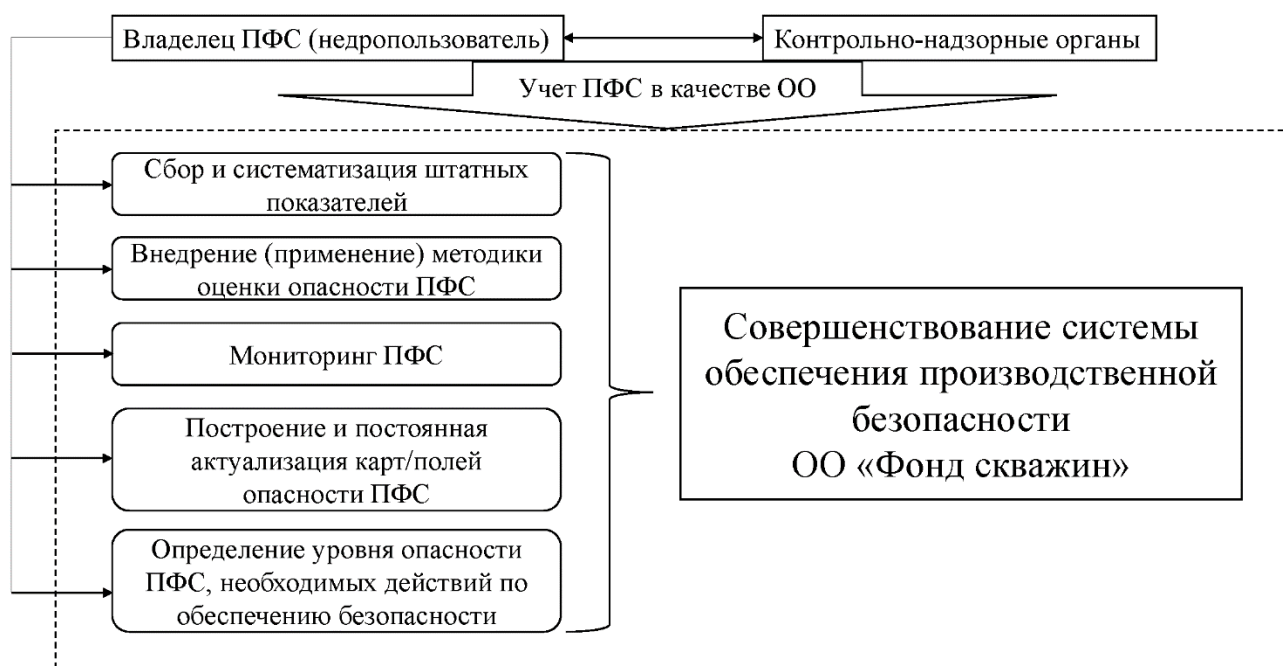


Рисунок 9 – Механизм оценки опасности ПФС

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

### ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

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 РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

*Статьи в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК*

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

2. 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»// Безопасность труда в промышленности. — 2019. — № 4. — С. 78-81

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

4. Рыбалов Э.А., Фомина Е.Е., Фомина Е.Е. Применение методов экспертных оценок при анализе опасности нефтяных и газовых скважин в состоянии консервации или ликвидации// Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2022. — №2(305). — С. 49-55

5. Рыбалов Э.А., Фомина Е.Е., Глебова Е.В. Применение методов кластеризации для установления уровней опасности нефтяных и газовых скважин, находящихся в состоянии консервации и/или ликвидации// Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. — 2024. — №3(318). — С. 67-74

*В других изданиях*

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

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

8. Рыбалов Э.А., Князев С.В. К вопросу выделения объектов разработки на многопластовом месторождении// 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

9. Рыбалов Э.А., Князев С.В. Оценка факторов, влияющих на коэффициент охвата пластов вытеснением// 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

10. 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// Экологическая безопасность в газовой промышленности: матер. VI Междунар. конф. и выст. 3-4 декабря 2019 г. — 2019. — Москва — С. 66

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

12. Рыбалов Э.А. Формирование массивов данных опасности скважин, находящихся в консервации и ликвидации// Безопасность жизнедеятельности: современные вызовы, наука, образование, практика: матер. XII Межрегион. Науч.-практич. конф. 8-9 декабря 2021 г. — Южно-Сахалинск — С. 266-271

*Патент*

13. 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