

Алгоритм экспертной системы для управления жизненным циклом нефтяных скважин

Е. А. Муравьева • А. И. Хабибуллин

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Существующие системы автоматизации этапов бурения, эксплуатации и ликвидации скважин функционируют изолированно, что приводит к потере данных и принятию субоптимальных решений. Предложен алгоритм экспертной системы сквозного планирования жизненного цикла скважины. Определены входные параметры: скорость проходки (ROP), нагрузка на долото (WOB), частота вращения (RPM), ток двигателя электроцентробежного насоса, вибрация насоса, температура подшипника, количество ремонтов, тип химического реагента и местоположение скважины. Выходными параметрами являются интегральный индекс исправности Health Index, прогноз времени до отказа Time to Failure (TTF), текстовые рекомендации по бурению, эксплуатации и план ликвидации. Для бурения разработана база нечётких производственных правил вида «ЕСЛИ–ТО». Для насосного оборудования получены математические модели для прогноза состояния насосного оборудования со штрафными функциями (вибрация, температура, ток), а также TTF для оценки скорости деградации и прогноза остаточного ресурса. Для ликвидации предложена производственная модель выбора технологии. Приведён сквозной пример: при заданных вибрации насоса, температуре подшипника, токе рассчитаны значения HI и TTF; сформированы рекомендации по снижению нагрузки на долото и план ликвидации с двойным барьером.

Экспертная система; жизненный цикл нефтяной скважины; нечёткая логика; производственные правила; индекс исправности.

ВВЕДЕНИЕ

На нефтегазовых месторождениях управление скважиной на этапах бурения, эксплуатации и ликвидации осуществляется разрозненными подразделениями с использованием узкоспециализированных программных систем [Kel25–Rza25]. Отсутствие единой цифровой среды приводит к потере критической информации при переходе между этапами. На бурении это выражается в неоптимальном износе долота и росте непроизводительного времени. При эксплуатации установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) системы фиксируют отказ только после его наступления, тогда как требуется прогноз остаточного ресурса. Ликвидация скважины часто выполняется без учёта полной истории ремонтов и применявшихся реагентов, что ведёт к недостаточной изоляции флюидов или неоправданному удорожанию работ.

В работе предлагается алгоритм экспертной системы, который обеспечивает анализ технологических параметров в реальном времени, расчёт интегральных показателей состояния оборудования, диагностику проблемных узлов, прогнозирование остаточного ресурса и формирование приоритетных рекомендаций для оператора. Алгоритм охватывает три этапа жизненного цикла скважины с обеспечением сквозной согласованности решений.

Муравьева Е. А., Хабибуллин А. И. Алгоритм экспертной системы для управления жизненным циклом нефтяных скважин // СИИТ. 2026. Т. 8, № 3(27). С. 71-79. DOI: [10.54708/SIIT-2026-no3-p71](https://doi.org/10.54708/SIIT-2026-no3-p71). EDN: SBYISM.

Muravyova E. A., Khabibullin A. I. "Expert system algorithm for oil well life cycle management" // SIIT. 2026. Vol. 8, no. 3(27), pp. 71-79. DOI: [10.54708/SIIT-2026-no3-p71](https://doi.org/10.54708/SIIT-2026-no3-p71). EDN: SBYISM. (In Russian).

ДАННЫЕ И ПЕРЕМЕННЫЕ

Система использует данные, поступающие от датчиков, систем телеметрии и исторических баз данных корпоративных информационных систем. В табл. 1 приведены входные параметры, их обозначения, этап жизненного цикла, физический смысл и диапазон измерений [Jan93].

Таблица 1

Входные параметры алгоритма

Обозначение	Наименование	Этап	Физический смысл	Диапазон
ROP	Скорость проходки	Бурение	Эффективность проходки	0–100 м/ч
WOB	Нагрузка на долото	Бурение	Силовое воздействие на породу	0–50 тс
RPM	Частота вращения	Бурение	Кинематический параметр	0–300 об/мин
TORQUE	Крутящий момент	Бурение	Сопrotивление породы	0–60 кН·м
FLOW_RATE	Расход промывочной жидкости	Бурение	Качество очистки забоя	0–100 л/с
BIT_TEMP	Температура долота	Бурение	Тепловой режим инструмента	0–400 °С
VIBRATION	Вибрация (осевая)	Бурение	Динамическая нагрузка	0–10 мм/с
PUMP_CURRENT	Ток двигателя ЭЦН	Эксплуатация	Электрическая нагрузка	0–200 А
PUMP_VIBRATION	Вибрация насоса	Эксплуатация	Механическое состояние	0–15 мм/с
BEARING_TEMP	Температура подшипника	Эксплуатация	Тепловой режим	0–120 °С
FLOW_RATE_P	Дебит скважины	Эксплуатация	Производительность	0–500 м ³ /сут
REPAIR_COUNT	Количество ремонтов	Ликвидация	Интенсивность эксплуатации	0–20 ед.
CHEMICAL_TYPE	Тип реагента	Ликвидация	Коррозионная активность	HCl, фенол, нет
LOCATION	Местоположение	Ликвидация	Экологические требования	земля, море

Параметры этапа ликвидации не измеряются непрерывно, а извлекаются из баз данных эксплуатационного учёта и проектной документации. Количество ремонтов (REPAIR_COUNT) определяется выборкой из журналов ремонтов по уникальному идентификатору скважины. Тип реагента (CHEMICAL_TYPE) классифицируется по степени коррозионной активности (агрессивные: HCl, HF; органические: ПАВ; инертные). Местоположение (LOCATION) определяется по координатам устья скважины в геоинформационной системе.

Выходные параметры системы представляют собой результаты интеллектуальной обработки входных данных (табл. 2 [Куз25]).

Интегральный показатель – индекс исправности оборудования HI (Health Index) агрегирует данные с датчиков в единую метрику. TTF (Time To Failure) оценивает оставшийся ресурс оборудования до момента достижения критического состояния $HI \leq 40\%$. Диагностическое сообщение SYSTEM_MSG формируется на основе комбинированной оценки HI и динамики критических параметров. Выходные параметры иерархически связаны, как показано на рис. 1. Входные данные от датчиков поступают на расчёт HI и TTF, затем формируется SYSTEM_MSG, при необходимости выдаются детальные рекомендации по бурению DRILL_REC или по эксплуатации PUMP_REC, а при снижении HI ниже 40% генерируется план ликвидации ABANDON_PLAN [Bor24].

Таблица 2

Выходные параметры алгоритма

Параметр	Назначение	Диапазон значений	Интерпретация
HI	Индекс исправности оборудования	0–100%	80–100%: норма, 60–80%: внимание, 40–60%: тревога, < 40%: авария.
TTF	Прогноз времени до отказа	24–3000 ч	Время до достижения HI ≤ 40%.
DRILL_REC	Рекомендации по бурению	текст	Коррекция WOB, RPM, действия оператора.
PUMP_REC	Рекомендации по эксплуатации	текст	План обслуживания, замена оборудования.
ABANDON_PLAN	План ликвидации	текст	Технология, материалы, последовательность.
SYSTEM_MSG	Обобщённая оценка состояния	текст	«Норма», «Внимание», «Тревога», «Авария».

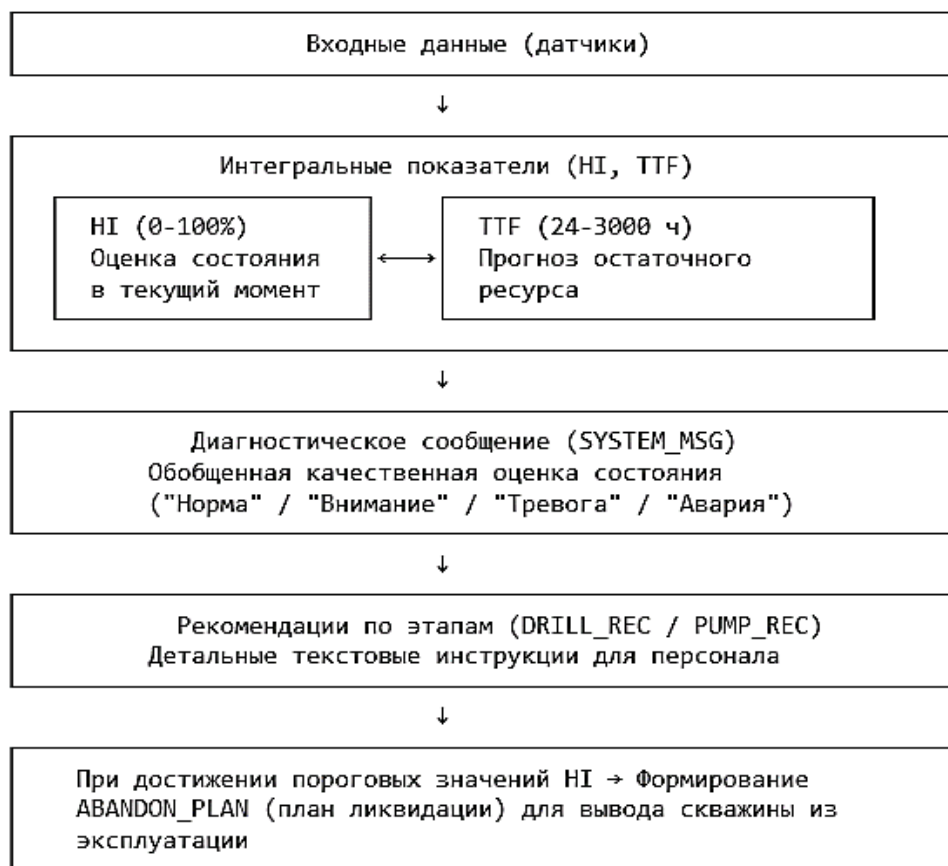


Рис. 1 Иерархическая взаимосвязь выходных параметров экспертной системы

ФОРМАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ

Нечёткие правила для управления бурением. Стратегия управления процессом бурения кодируется в виде набора продукционных правил типа «ЕСЛИ (условие) И (условие), ТО (заключение)». Условия и заключения формулируются с использованием лингвистических термов [Rib25]. Блок-схема алгоритма адаптивной оптимизации бурения приведена на рис. 2.

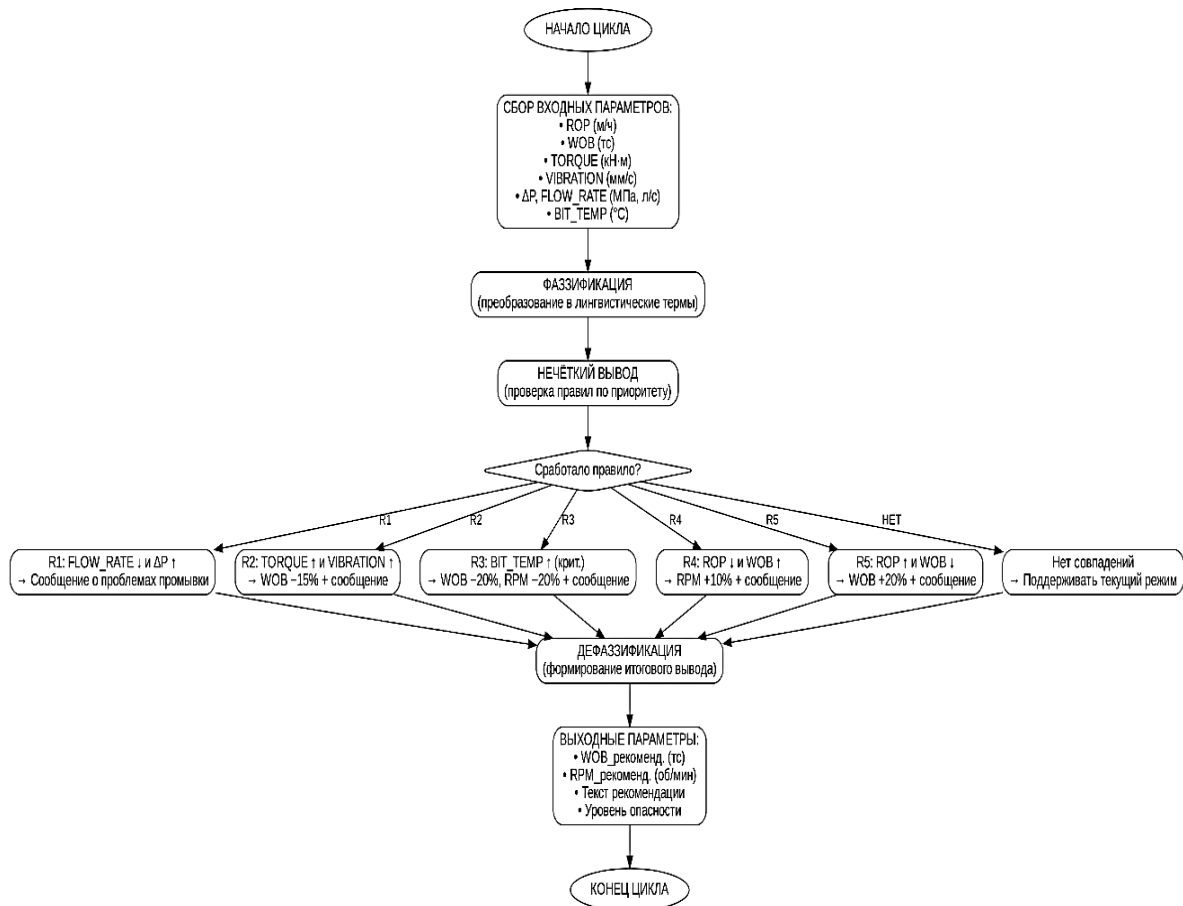


Рис. 2 Блок-схема алгоритма адаптивной оптимизации бурения на основе нечёткой логики

Ниже приведены примеры правил из базы знаний.

Правило R_1 (приоритет – реакция на проблемы с промывкой):

ЕСЛИ (Расход есть Низкий) И (Давление есть Высокое)

ТО (Сообщение = «ВНИМАНИЕ: Возможно засорение насадок долота. Проверить давление и расход промывочной жидкости»).

Правило R_2 (реакция на высокие момент и вибрацию):

ЕСЛИ (Крутящий момент есть Высокий) И (Вибрация есть Высокая)

ТО (WOB_рекомендуемое = Уменьшить_на_15%, Сообщение = «ВЫСОКИЙ МОМЕНТ И ВИБРАЦИЯ! Снижаем нагрузку для предотвращения поломки долота»).

Правило R_3 (реакция на перегрев долота):

ЕСЛИ (Температура долота есть Критическая)

ТО (WOB_рекомендуемое = Уменьшить_на_20%, RPM_рекомендуемое = Уменьшить_на_20%, Сообщение = «ПЕРЕГРЕВ ДОЛОТА! Снижаем нагрузку и обороты для охлаждения»).

Правило R_4 (реакция на низкую скорость проходки при высокой нагрузке):

ЕСЛИ (ROP есть Низкая) И (WOB есть Высокая)

ТО (RPM_рекомендуемое = Увеличить_на_10%, Сообщение = «Обороты +10%. Рекомендуется увеличить обороты для повышения эффективности долота»).

Правило R_5 (реакция на высокую скорость проходки при малой нагрузке):

ЕСЛИ (ROP есть Высокая) И (WOB есть Низкая)

ТО (WOB_рекомендуемое = Увеличить_на_20%, Сообщение = «УВЕЛИЧИТЬ WOB на 20%. Можно увеличить нагрузку для ускорения бурения»).

Блок-схема алгоритма адаптивной оптимизации бурения включает последовательное считывание параметров, лингвистическую интерпретацию, проверку правил в порядке приоритета и формирование выходных сообщений [Кел25].

Математическая модель прогноза состояния насосного оборудования. Для реализации предиктивного обслуживания формализован алгоритм расчёта индекса исправности НИ и прогноза времени до отказа ТТФ [Рза25]. Блок-схема алгоритма представлена на рис. 3.

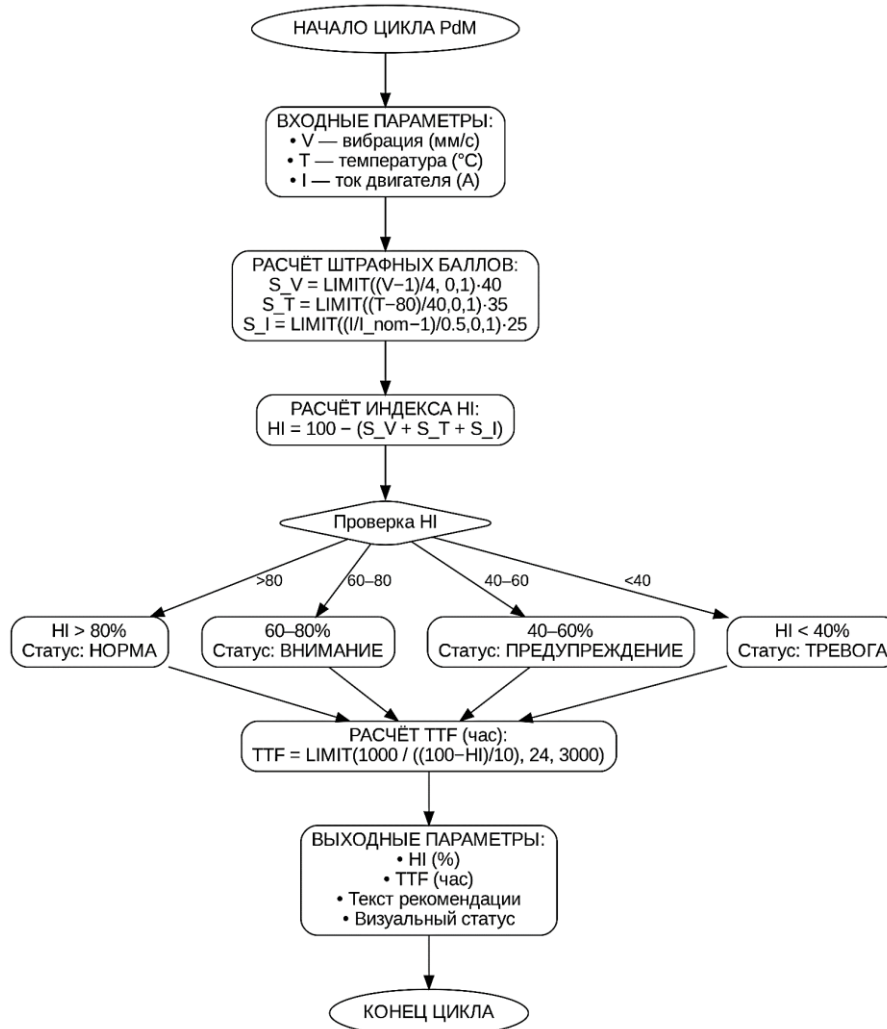


Рис. 3 Блок-схема расчёта индекса исправности НИ и прогноза ТТФ для насосного оборудования

Индекс вычисляется вычитанием из 100% суммы «штрафов» за отклонения по каждому параметру:

$$NI(t) = 100,0 - (S_V(t) + S_T(t) + S_I(t)).$$

Штрафные функции определяются формулами:

- штраф за вибрацию (максимальный вклад 40%):

$$S_V(t) = \text{LIMIT}((V(t) - 1,0) / 4,0; 0,0; 1,0) \times 40,0;$$

- штраф за температуру (максимальный вклад 35%):

$$S_T(t) = \text{LIMIT}((T(t) - 80,0) / 40,0; 0,0; 1,0) \times 35,0;$$

- штраф за токовую перегрузку (максимальный вклад 25%):

$$S_I(t) = \text{LIMIT}((I_{\text{rate}}(t) - 1,0) / 0,5; 0,0; 1,0) \times 25,0.$$

Функция $LIMIT(x, \min, \max)$ ограничивает значение x в диапазоне от \min до \max , что гарантирует неперевышение установленного максимума вклада каждого параметра [Kel25].

На основе текущего значения HI оценивается скорость деградации и прогнозируется остаточный ресурс:

$$Degradation_Rate(t) = (100,0 - HI(t)) / 10,0;$$

$$TTF(t) = 1000,0 / Degradation_Rate(t);$$

$$TTF(t) = LIMIT(TTF(t), 24,0, 3000,0).$$

Диапазон TTF ограничен от 24 часов (1 сутки) до 3000 часов (около 4 месяцев).

Продукционная модель формирования плана ликвидации. Решение о технологии ликвидации принимается путём логического вывода на основе трёх фактов из цифрового досье скважины: R – количество ремонтов (категории: 0, 1–2, 3+), C – тип химического реагента (HCl, фенол-резин, нет), M – местоположение (земля, море). План ликвидации P определяется прямым сопоставлением комбинации (R, C, M) с базой знаний:

$$P = \text{Lookup}(R, C, M, \text{База_Знаний}).$$

Блок-схема алгоритма выбора приведена на рис. 4.

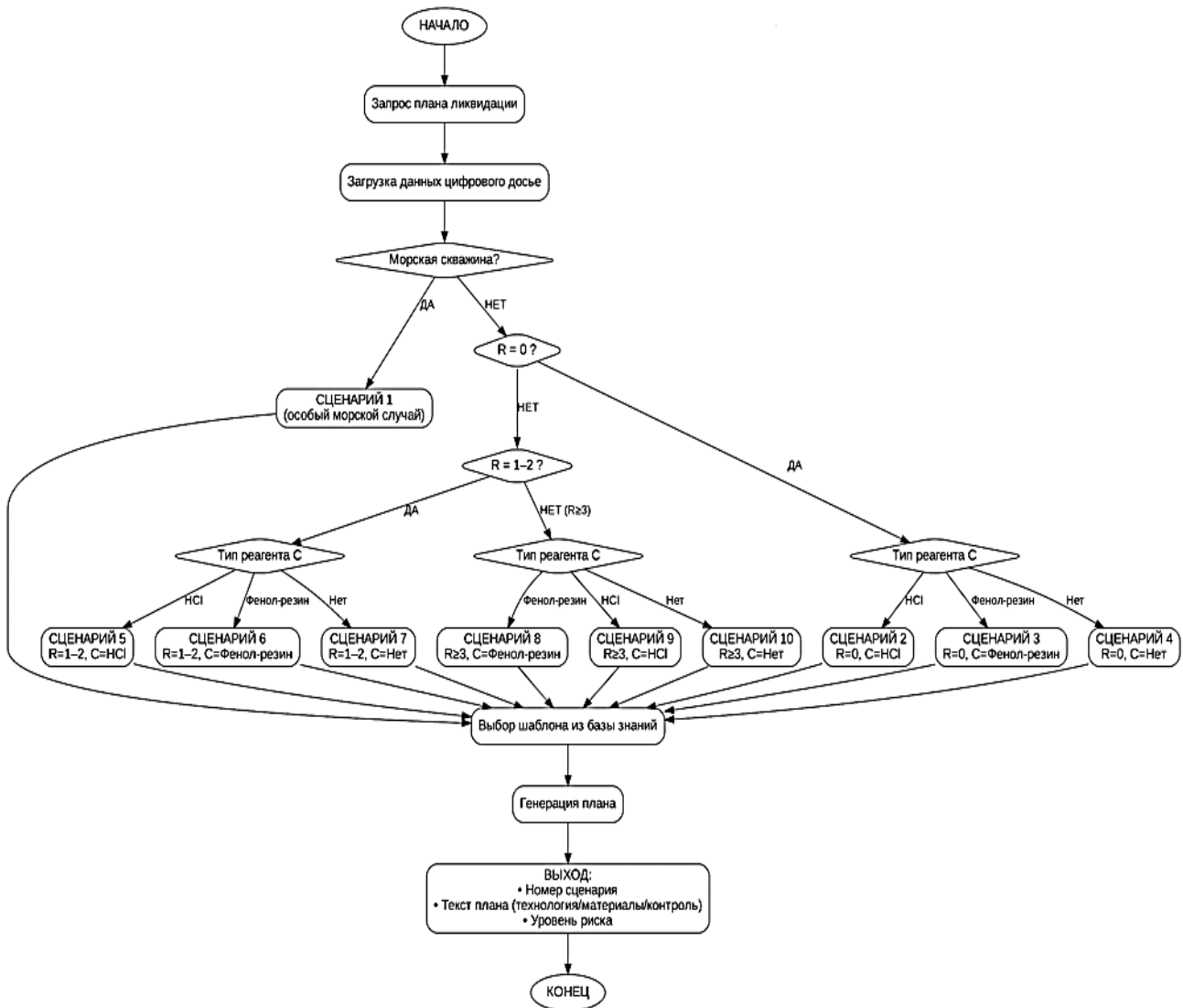


Рис. 4 Блок-схема продукционной модели выбора технологии ликвидации скважины $P = \text{Lookup}(R, C, M)$

База содержит типовые сценарии. Примеры:

Особый случай (морская скважина): независимо от R и C применяются требования морского законодательства (IMO, OSPAR).

$R = 0, C = \text{HCl}$: не было ремонтов, использовалась соляная кислота. Технология: промывка щелочным раствором (Na_2CO_3) + цементирование кислотостойким материалом.

$R = 1-2, C = \text{HCl}$: 1–2 ремонта с применением кислоты. Технология: механическая пробка + нейтрализация + цементирование кислотостойким цементом (двойной барьер).

$R = 0, C = \text{нет}$: стандартное цементирование по регламенту [Ras25].

РЕЗУЛЬТАТЫ

Приведём сквозной пример работы алгоритма. Пусть в текущий момент времени система получила следующие значения технологических параметров.

Параметры бурения: WOB = 18 тс, RPM = 90 об/мин, ROP = 25 м/ч, VIBRATION = 2,2 мм/с, BIT_TEMP = 290 °С.

Параметры эксплуатации: PUMP_CURRENT = 130 А, PUMP_VIBRATION = 2,5 мм/с, BEARING_TEMP = 95 °С.

Параметры ликвидации: за полгода произведено 2 ремонта с агрессивным реагентом HCl, местоположение – земля.

Расчёт HI:

$$S_V = \text{LIMIT}((2,5 - 1,0)/4,0; 0,1) \times 40,0 = 15,0\%;$$

$$S_T = \text{LIMIT}((95 - 80)/40; 0,1) \times 35,0 = 13,1\%;$$

$$S_I = \text{LIMIT}((1,3 - 1,0)/0,5; 0,1) \times 25,0 = 15,0\%;$$

$$\text{HI} = 100,0 - (15,0 + 13,1 + 15,0) = 56,9\%.$$

Расчёт TTF:

$$\text{Degradation_Rate} = (100,0 - 56,9) / 10,0 = 4,31 \text{ \%}/\text{ч};$$

$$\text{TTF} = 1000,0 / 4,31 = 232 \text{ часа};$$

$$\text{TTF} = \text{LIMIT}(232, 24,0, 3000,0) = 232 \text{ часа } (\approx 9,7 \text{ суток}).$$

Оценка состояния: HI = 56,9% соответствует категории «тревога» ($40\% \leq \text{HI} < 60\%$). TTF = 232 часа относится к диапазону 168–720 ч (среднесрочный прогноз).

Сформированные рекомендации:

- по эксплуатации: «ВНИМАНИЕ: Health Index = 56,9%. Подготовить резервный насос к замене, планировать остановку в течение 24–48 часов. Прогнозируемое время до отказа: 232 часа.»

- по бурению: «ОПТИМИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ: Низкая скорость проходки (25 м/ч при норме 40 м/ч). Рекомендуется увеличить RPM на 10–15% или снизить WOB до 15 тс. КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ: Температура долота 290 °С (превышение). Проверить систему охлаждения, увеличить расход промывочной жидкости.»

План ликвидации (на основе $R = 2, C = \text{HCl}, M = \text{земля}$):

«ОБОСНОВАНИЕ: Ремонты указывают на механическое ослабление интервала, кислота – на химическую агрессивность среды. Требуется двойной барьер. ТЕХНОЛОГИЯ: 1) Установка мостовой пробки из коррозионностойкого материала. 2) Нейтрализация ствола. 3) Цементирование кислотостойким или расширяющимся цементом. МАТЕРИАЛЫ: кислотостойкая пробка, расширяющийся кислотостойкий цемент. КОНТРОЛЬ: опрессовка пробки и цементного моста, каротаж цемента.»

Приведённый пример демонстрирует, что алгоритм корректно выявляет причины ухудшения состояния, количественно оценивает вклад каждого параметра и формирует приоритетные рекомендации с указанием конкретных действий и сроков [Pза24].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработан формализованный алгоритм экспертной системы для управления жизненным циклом нефтяных скважин, охватывающий этапы бурения, эксплуатации и ликвидации. Определены входные и выходные параметры, установлены их нормативные значения и диапазоны. Для бурения создана база нечётких продукционных правил, имитирующая принятие решений опытным бурильщиком. Для насосного оборудования предложены математические модели расчёта индекса исправности НИ и прогноза времени до отказа ТТФ, основанные на взвешенных штрафных функциях по вибрации, температуре и токовой нагрузке. Для этапа ликвидации разработана продукционная модель выбора технологии $P = \text{Lookup}(R, C, M)$, учитывающая количество ремонтов, тип реагента и местоположение скважины. Приведённый сквозной пример подтвердил работоспособность алгоритма: при заданных отклонениях параметров рассчитаны $НИ = 56,9\%$ и $ТТФ = 232$ ч, сформированы обоснованные рекомендации по бурению, эксплуатации и план ликвидации с двойным барьером. Предложенный алгоритм позволяет перейти от реактивного управления к предиктивному на всех этапах жизненного цикла скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | REFERENCES

- [Bor24] Borges Filho M. N., Mello T. P., et al. Fuzzy-based control system of drilling fluids density and apparent viscosity simultaneously: an alternative strategy to support autonomous drilling operations // SPE Journal. 2024. Vol. 29, No. 07. P. 3459–3471. DOI: <https://doi.org/10.54708/10.2118/219759-PA>.
- [Jan93] Jang J.-S. R. ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System // IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. 1993. Vol. 23, No. 3. P. 665–685. <https://doi.org/10.54708/10.1109/21.256541>.
- [Kel25] Kelbaliyev G. I., Rasulov S. R., et al. Formation of structures in media containing oil // Systems Engineering and Information Technologies. 2025. Vol. 7, No. 2(21). P. 103–108. [UFZDNC](#).
- [Kel25b] Kelbaliyev G. I., Rasulov S. R., et al. Study of modern methods of removing deposits formed in oil equipment and pipes // Systems Engineering and Information Technologies. 2025. Vol. 7, No. 4(23). P. 29–37. [YLNATE](#).
- [Kel25c] Келбалиев Г. И., Алиев Г. С. и др. Технология подготовки и очистки нефтяных шламов и аппаратурное оформление процесса // СИИТ. 2025. Т. 7, № 5(24). С. 146–156. [ELVRIT](#). [[Kelbaliyev G. I., Aliyev G. S., et al. Technology of preparation and purification of oil sludge and equipment design of the process // SIIT. 2025. Vol. 7, No. 5(24). P. 146–156. (In Russian).]]
- [Rib25] Ribeiro J. B. A., Vergara D. J.D., Normey-Rico J. E. Adaptive economic model predictive control with safety constraints for an Electric Submersible Pump Lifted Well // Geoenergy Science and Engineering. 2025. Vol. 250. P. 213831. [GFWHYS](#).
- [Rza24] Рзаев А. Г., Расулов С. Р. и др. Определение коэффициента мертвого пространства в цилиндре штангового глубинного насоса // СИИТ. 2024. Т. 6, № 4(19). С. 32–37. [FFWTRS](#). [[Rzaev A. G., Rasulov S. R., et al. Determination of the dead space coefficient in the cylinder of a sucker rod pump // SIIT. 2024. Vol. 6, No. 4(19). P. 32–37. (In Russian).]]
- [Rza25] Рзаев А. Г., Расулов С. Р. и др. Способ определения динамической вязкости газовых смесей // СИИТ. 2025. Т. 7, № 5(24). С. 25–30. [SWCCUK](#). [[Rzaev A. G., Rasulov S. R., et al. Method for determining the dynamic viscosity of gas mixtures // SIIT. 2025. Vol. 7, No. 5(24). P. 25–30. (In Russian).]]
- [Куз25] Кузьмин М. И., Пономарева А. И., Герасимов Р. В. Подход к адаптивному управлению фондом скважин с установками электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. 2025. № 7. С. 130–134. [HNJCZW](#). [[Kuzmin M. I., Ponomareva A. I., Gerasimov R. V. Approach to adaptive management of well stock with electric submersible pumps // Oil Industry. 2025. No. 7, pp. 130–134. [HNJCZW](#). (In Russian).]]

ОБ АВТОРАХ | ABOUT THE AUTHORS

МУРАВЬЕВА Елена Александровна

Уфимский гос. нефтяной технический университет, Россия.

muraveva_ea@mail.ru. ORCID: [0000-0002-7118-5570](#).

Проф., зав. каф. АТИС (Ин-т хим. технологий и инжиниринга, Стерлитамак). Д-р техн. наук (Уфимск. гос. нефт. техн. ун-т, 2014). Иссл. в обл. интеллектуальных систем управления сложными объектами и процессами.

ХАБИБУЛЛИН Алмаз Инсафович

Уфимский гос. нефтяной технический университет, Россия.

habibullinalmaz116@gmail.com. ORCID: [0009-0003-2775-6289](#).

Студент спец. «Управление в технических системах» (Ин-т хим. технологий и инжиниринга, Стерлитамак).

MURAVYOVA Elena Aleksandrovna

Ufa State Petroleum Technological University, Russia.

muraveva_ea@mail.ru. ORCID: [0000-0002-7118-5570](#).

Professor, Head of the ATIS Department, Institute of Chemical Technology and Engineering. Dr. of Engineering Sciences. Research in the field of intelligent control systems for complex objects and processes.

KHABIBULLIN Almaz Insafovich

Ufa State Petroleum Technological University, Russia.

habibullinalmaz116@gmail.com. ORCID: [0009-0003-2775-6289](#).

Student majoring in "Control in Technical Systems", Institute of Chemical Technology and Engineering.

МЕТАДАННЫЕ | METADATA

Заглавие: Алгоритм экспертной системы для управления жизненным циклом нефтяных скважин.

Авторы: Муравьева Е. А., Хабибуллин А. И.

Аннотация: Существующие системы автоматизации этапов бурения, эксплуатации и ликвидации скважин функционируют изолированно, что приводит к потере данных и принятию субоптимальных решений. Предложен алгоритм экспертной системы сквозного планирования жизненного цикла скважины. Определены входные параметры: скорость проходки (ROP), нагрузка на долото (WOB), частота вращения (RPM), ток двигателя электроцентробежного насоса, вибрация насоса, температура подшипника, количество ремонтов, тип химического реагента и местоположение скважины. Входными параметрами являются интегральный индекс исправности Health Index, прогноз времени до отказа Time to Failure (TTF), текстовые рекомендации по бурению, эксплуатации и план ликвидации. Для бурения разработана база нечётких продукционных правил вида «ЕСЛИ–ТО». Для насосного оборудования получены математические модели для прогноза состояния насосного оборудования со штрафными функциями (вибрация, температура, ток), а также TTF для оценки скорости деградации и прогноза остаточного ресурса. Для ликвидации предложена продукционная модель выбора технологии. Приведён сквозной пример: при заданных вибрации насоса, температуре подшипника, токе рассчитаны значения HI и TTF; сформированы рекомендации по снижению нагрузки на долото и план ликвидации с двойным барьером.

Ключевые слова: Экспертная система; жизненный цикл нефтяной скважины; нечёткая логика; продукционные правила; индекс исправности.

Язык: Русский.

Статья поступила в редакцию 21 апреля 2026 г.

Title: Expert system algorithm for oil well life cycle management.

Authors: Muravyova E. A., Khabibullin A. I.

Abstract: Existing automation systems for the drilling, operation, and abandonment stages of wells operate in isolation, leading to data loss and suboptimal decision making. An algorithm for an expert system for end-to-end well life cycle planning is proposed. The input parameters are rate of penetration (ROP), weight on bit (WOB), rotational speed (RPM), electric submersible pump motor current, pump vibration, bearing temperature, number of repairs, chemical reagent type, and well location. The output parameters are the Health Index, Time to Failure (TTF) forecast, text recommendations for drilling, operation, and abandonment plans. A database of fuzzy IF-THEN production rules was developed for drilling. For pumping equipment, mathematical models were developed for predicting the condition of pumping equipment with penalty functions (vibration, temperature, current), as well as TTF for assessing the degradation rate and predicting the remaining service life. A production-based technology selection model is proposed for mitigation. An end-to-end example is provided: for given pump vibration, bearing temperature, and current, HI and TTF values are calculated; recommendations for reducing the bit weight and a mitigation plan with a double barrier are generated.

Key words: Expert system; oil well life cycle; fuzzy logic; production rules; health index.

Language: Russian.

The article was received by the editors on 21 April 2026.