

УДК 622.24

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-100-113

Анализ коррозионного разрушения эксплуатационных колонн добывающих скважин на примере Самотлорского месторождения

Т. И. Синицына^{1*}, Р. Г. Гилаев², А. Ш. Набиуллин¹, М. И. Попович¹,
Я. М. Курбанов^{1,3}

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

³Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*tisinityna@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Основными предпосылками для данного исследования являются сокращение работающего нефтяного фонда скважин Самотлорского месторождения ввиду коррозионного разрушения эксплуатационных колонн и, как следствие, потеря добычи нефти на время ремонта и восстановления целостности скважин. Объем таких разрушений за последние 5 лет разработки изучаемого месторождения превысил тысячу скважин.

Основная цель работы — выявление всех влияющих факторов, катализирующих износ металла эксплуатационных колонн, а также формирование методов защиты скважин с учетом выявленного генезиса причин.

Поставленные в работе задачи решаются путем применения методов статистического анализа и геолого-промышленного анализа скважинных данных. Сбор и проверка данных добычи за историю разработки, а также подготовка статистической обучающей выборки выполнены с применением программного обеспечения Microsoft Excel. Геолого-промышленный анализ скважинных данных выполнен с помощью программного комплекса РН-КИН. Моделирование прогноза скорости коррозии выполнено с помощью Microsoft Excel с использованием языка программирования VBA.

В данной работе проведен комплексный анализ фонда добывающих скважин, выделены факторы, влияющие на появление и развитие коррозионных процессов. По результатам лабораторных исследований получены численные значения скорости коррозии, протекающей в скважине. Результатом работы является математическая модель, позволяющая с учетом выделенных факторов прогнозировать риск и скорость протекания коррозии в скважине. Практическая значимость исследования заключается в предложенных и принятых в работу методов защиты эксплуатационных колонн от коррозионно-эррозионного воздействия применительно к добывающему фонду скважин.

Ключевые слова: коррозия эксплуатационной колонны, факторы коррозии, локальная коррозия

Для цитирования: Анализ коррозионного разрушения эксплуатационных колонн добывающих скважин на примере Самотлорского месторождения / Т. И. Синицына, Р. Г. Гилаев, А. Ш. Набиуллин [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-100-113 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 100–113.

A case study of the Samotlor field to analyze corrosive damage of casing strings in production wells

Tatyana I. Sinityna^{1*}, Ruslan G. Gilaev², Artur Sh. Nabiullin¹,
Maxim I. Popovich¹, Yaragi M. Kurbanov^{1,3}

¹*Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia*

²*Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk, Russia*

³*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia*

**tisinitysna@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. The principal prerequisites for this study include a reduction in the number of operating oil wells at the Samotlor Field due to the corrosive destruction of production strings, which has resulted in a loss of oil recoveries during workovers and well integrity restoration efforts. The volume of such destruction over the past five years of field development has exceeded one thousand wells.

The main focus of the study is to identify all the influencing factors that catalyze the wear of the production string metal, as well as to develop methods for protecting wells, taking into account the identified source of the causes.

The tasks set in this article are solved by applying statistical analysis, geological analysis, and field analysis of well data. The data pertaining to the production history were collated and validated, while the statistical training sample was constructed in Microsoft Excel. The geological and field analysis of well data was conducted using the RN-KIN software package. The corrosion rate was simulated in Microsoft Excel using the VBA programming language.

The study represents a comprehensive analysis of the production well stock, which has enabled the root causes of the emergence and development of corrosion processes to be identified. The laboratory studies resulted in numerical corrosion rates and a mathematical model that permits the consideration of the identified factors in order to assess the risks and corrosion rates in the wells. The practical relevance of the study lies in the methods developed and introduced to protect production strings from corrosion and erosion effects in the production well stock.

Keywords: corrosion of production string, corrosion factors, local corrosion

For citation: Sinitsyna, T. I., Gilaev, R. G., Nabiullin, A. Sh., Popovich, M. I., & Kurbanov, Ya. M. (2024). A case study of the Samotlor field to analyze corrosive damage of casing strings in production wells. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 100-113. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-100-113

Введение

Для формирования представления о генезисе коррозионных процессов, протекающих в скважинах добывающего фонда Самотлорского месторождения, выполнен комплексный анализ геолого-промышленных и лабораторных данных. На основе полученных результатов сделан вывод о возможности прогнозирования локальной коррозии эксплуатационных колонн и способах защиты их от воздействия выявленных факторов, а также разработан инструмент прогнозирования. Определение причин коррозионных повреждений включает в себя металлографические исследования материалов, из которых изготавливаются элементы обсадной колонны; изучение состава попутно-добываемой воды и ее коррозионной активности на реальных образцах металла; анализ условий эксплуатации скважин и особенности разработки месторождения.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются скважины эксплуатационного нефтяного фонда Самотлорского месторождения. Изучаются особенности и генезис разрушений эксплуатационных колонн скважин.

Поставленные задачи в работе решаются с применением методов статистического анализа и геолого-промышленного анализа скважинных данных. Сбор и проверка данных добычи за историю разработки, а также подготовка статистической обучающей выборки выполнены с применением программного обеспечения Microsoft Excel. Геолого-промышленный анализ скважинных данных выполнен с помощью программного комплекса РН-КИН. Моделирование прогноза скорости коррозии выполнено с помощью Microsoft Excel с использованием языка программирования VBA. Лабораторные исследования скважинной жидкости и ее коррозионной агрессивности проведены в соответствии с положением Компании ПАО «НК-Роснефть»¹ и ГОСТами^{2,3}.

Результаты

Первым шагом в работе были выполнены лабораторные исследования, необходимые для формирования общих выводов по генезису разрушений эксплуатационных колонн и дальнейшего сопоставления результатов с данными аналитического исследования.

Исследование металла эксплуатационных колонн выполнено посредством рентгенофлуоресцентного анализа образцов «STL 102, сталь 25ГЮ», «STL 114, сталь 22ГЮ», «STL 178, сталь 32Г2ФА», и по его результатам не выявлено аномалий в структуре и микроструктуре металла. По химическому составу образцы металлов соответствуют техническим условиям марок низколегированных сталей по ГОСТ 10705-80⁴, из этого следует, что причина коррозии эксплуатационных колонн месторождения заключается не в качестве металла.

Исследования попутно-добываемой воды месторождения выполнены по трем группам пластов (АВ, БВ и ПК) в количестве 126 проб. Проведены следующие виды анализа: физико-химический состав, содержание сульфатвосстанавливающих бактерий, содержание растворенных коррозионно-агрессивных газов, скорость коррозии металла (с наличием и отсутствием углекислого газа в составе)^{5,6,7}. Результаты лабораторных исследований показали следующее распределение состава проб скважинной жидкости:

¹ Положение Компании «П.1-01.05 Р-0339. Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья компании. Версия 2.00» ПАО «НК-Роснефть».

² ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования. – Введ. 2009-07-01. – М.: Издательство стандартов, 2009. – 20 с.

³ ГОСТ 9.506-87. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности [Электронный ресурс]. – Введ. 1988-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200014791>.

⁴ ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия. – Введ. 1982-01-01. – М.: Издательство стандартов, 2005. – 21 с.

⁵ Положение Компании «П.1-01.05 Р-0339...».

⁶ ГОСТ Р 9.905-2007. – С. 10.

⁷ ГОСТ 9.506-87. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200014791>.

хлориды составили 58 %, натрий + калий — 36 %, кальций — 4 %, гидрокарбонат — 2 %.

Все воды месторождения относятся к хлоридно-кальциевому типу по классификации В. А. Сулина. Содержание сероводорода и кислорода в воде минимально, основной коррозионно-агрессивный газ в составе — углекислый (CO_2), который составляет в среднем 93 % и является основным компонентом, влияющим на скорость коррозии скважинного оборудования. Доля же кислорода составляет 7 %, а сероводорода — минимальное количество (0,1 %).

Средняя скорость коррозии по группам пластов, полученная по исследованиям скорости коррозии, имеет следующие значения: группа пластов ПК — 0,16 мм/год, группа пластов АВ — 0,17 мм/год, группа пластов БВ характеризуется наименьшими значениями коррозионной активности, скорость составляет 0,07 мм/год. При этом, как видно из анализа, скорость коррозии значительно увеличивается в среде, насыщенной CO_2 , а также при росте температуры среды. Подробно данные представлены на рисунке 1. Так, скорость коррозии по группе пластов АВ по всем маркам стали (25ГЮ, 22ГЮ, 31Г2ФА) увеличивается ~ в 8,5 раз, по БВ ~ в 7 раз.

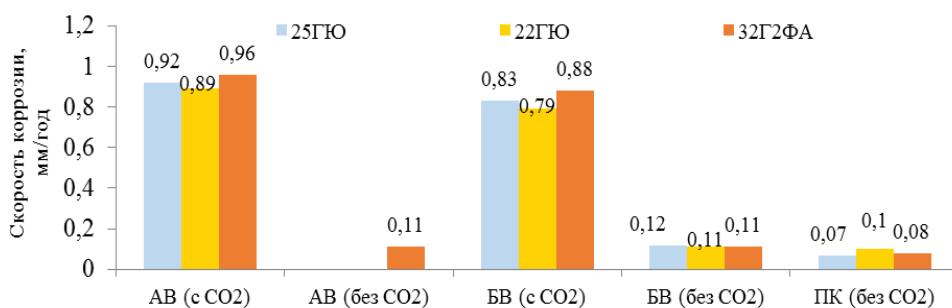


Рис. 1. Средняя скорость коррозии по группам пластов в зависимости от наличия CO_2

Важно отметить, что помимо перечисленных испытаний проведены дополнительные исследования на коррозионную активность скважинной жидкости при добавлении ингибитора солеотложений, так как данный химический реагент применяется при эксплуатации механизированного фонда на месторождении повсеместно. Зависимости коррозионной активности от наличия/отсутствия данного реагента не выявлено.

Главный вывод по результатам лабораторных исследований: коррозия имеет углекислотный генезис; наиболее агрессивные воды принадлежат группам пластов АВ и ПК. Данные критерии учтены в дальнейшем прогнозировании скорости коррозии на этапе моделирования.

Далее в работе выполнен комплексный аналитический анализ условий эксплуатации объекта исследования. При анализе условий эксплуата-

ции и особенностей разработки Самотлорского месторождения была рассмотрена выборка из 959 скважин с подтвержденными в период с 2017 по 2023 гг. интервалами разрушения эксплуатационной колонны.

По результатам рассмотрения локализации интервалов разрушения металла по элементам эксплуатационной колонны выявлено, что основная часть или 79 % сосредоточены в теле обсадной колонны, и только 16 % распределены по элементам хвостовика («голова» и «тело»), 5 % — разрушение происходит в спущенной ранее дополнительной эксплуатационной колонне.

Далее проанализирован параметр времени эксплуатации скважин до момента разрушения эксплуатационной колонны, данные представлены на рисунке 2. По результатам анализа выявлено, что время наработки до разрушения обсадных колонн составляет в среднем 30 лет. Для элементов хвостовика и дополнительной эксплуатационной колонны характерно распределение наработки до 15 лет.

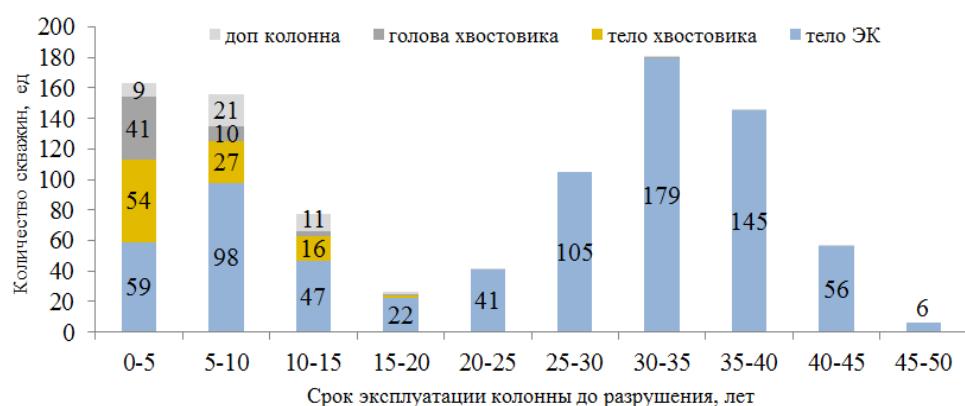


Рис. 2. Время эксплуатации эксплуатационной колонны до разрушения

Достижение высоких показателей сроков эксплуатации связано со строительством в начальные годы освоения месторождения скважин «классического типа» (с небольшим набором зенитного угла и колонной одинакового диаметра). С 2010 года начался активный рост бурения боковых стволов со спуском колонны меньшего диаметра (хвостовика) в материнскую колонну и скважин с горизонтальным окончанием, что значительно снизило их наработку. Снижение количества разрушенных колонн в возрастном диапазоне 15–25 лет связано с сокращением темпов бурения с 1997 года на рассматриваемом месторождении.

На рисунке 3 представлено распределение числа разрушенных эксплуатационных колонн по критерию толщины стенки. Из представленных данных видно, что количество скважин при меньших толщинах ко-

лонны (7 мм) максимально во всех элементах колонны, что говорит о протекании коррозионных процессов.



Рис. 3. Разрушение эксплуатационных колонн в различных толщинах стенок

При этом стоит отметить, что наиболее подвержены разрушению колонны с меньшей толщиной стенки во всех существующих диаметрах колонн (данные представлены в таблице 1).

Таблица 1

Распределение количества скважин (%) с разрушением от диаметра эксплуатационной колонны и толщины стенки

Диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм			Итого, %
	7	8	9	
102	0 %	0 %	0 %	0
114	0 %	0 %	0 %	0
120	0 %	0 %	0 %	0
140	8 %	2 %	0 %	10
146	16 %	6 %	1 %	23
168	32 %	8 %	19 %	59
178	0 %	4 %	4 %	8
Итого	56 %	20 %	24 %	

В подтверждение наличия коррозионной активности жидкости в добывающем фонде выполнено распределение количества разрушенных колонн в различных диапазонах обводненности по скважинам в среднем по месторождению. Из анализа видно, что с повышением обводненности по месторождению растет количество скважин с разрушением колонн. Так, в диапазоне обводненности продукции до 80 % всего 189 скважин, подверженных разрушению, при обводненности выше 80 % — 570 скважин. При

этом стоит отметить, что максимальное количество разрушенных колонн (240 скважин) сосредоточено в скважинах, работающих в интервале обводненности 95–98 %.

Еще одним фактором, влияющим на разрушение колонн, является эксплуатация скважин электроцентробежным насосом, для обоснования данной гипотезы проведен анализ зависимости между глубиной разрушения металла обсадной трубы и медианой глубиной спуска установки (назовем ее «историческая глубина подвески электроцентробежного насоса»).

На рисунке 4 приведен анализ распределения нарушений по стволу скважины: выше подвески глубинно-насосного оборудования разрушению подверглось 53 эксплуатационных колонны (7 %), в зоне подвески глубинно-насосного оборудования 455 (60 %), 250 (33 %) расположены ниже глубинно-насосного оборудования и до интервала перфорации. Таким образом, 93 % интервалов разрушения колонны расположены в интервале от глубины спуска глубинно-насосного оборудования до интервала перфорации, то есть основным местом разрушения является участок эксплуатационной колонны, который находится в соприкосновении с движущимся потоком добываемой жидкости, что доказывает одновременное протекание коррозионно-эррозионных процессов. Высокая концентрация интервалов разрушения колонны сосредоточена в зоне подвески электроцентробежного насоса и обусловлена сужением проходного сечения в зоне насоса, которое в сочетании с вибрацией погружного оборудования, агрессивностью среды, скоростью потока и содержанием абразивных взвешенных частиц приводит к протеканию коррозионных и эрозионных процессов (особенно в районе погружного электродвигателя).

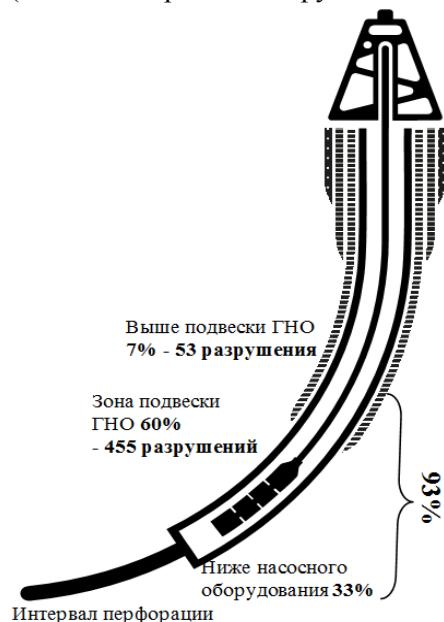


Рис. 4. Разрушения металла по стволу эксплуатационной колонны

Для подтверждения наличия фактора влияния глубинно-насосного оборудования на ускорение эрозионно-коррозионных процессов в скважине проведен анализ, учитывающий «историческую глубину подвески электроцентробежного насоса» и текущую глубину спуска в сопоставлении с глубиной разрушения эксплуатационной колонны. Так, расстояние между интервалом разрушения металла и текущей глубиной спуска электроцентробежного насоса составляет 47 м, а расстояние между интервалом разрушения металла и «исторической глубиной подвески электроцентробежного насоса» — 13 м. Помимо приведенных выше факторов выявлена зависимость

снижения срока эксплуатации колонны до разрушения с ростом зенитного угла по стволу скважины. Причиной тому служит фактор коррозионного растрескивания под напряжением [1], этот дефект является разновидностью коррозионной повреждаемости металла, развивающейся при одновременном воздействии коррозионно-активной среды и статических или низкочастотных циклических напряжений растяжения (приложенных или остаточных); образовании гальванопар в горизонтальных участках трубы за счет накопления твердых отложений на поверхности металла (металл под отложениями становится катодом, а открытые участки — анодом, что активизирует электрохимическую коррозию) [2].

Так, в скважинах с зенитным углом (медиана по длине ствола) до 40 градусов наблюдается коррозионно-эррозионное разрушение эксплуатационных колонн, и наработка составляет в среднем 30 лет, при этом в диапазоне зенитного угла от 40 градусов и выше средняя наработка составляет всего 7 лет.

По результатам проведения аналитических исследований важно отметить, что катализаторами внутрискважинной коррозии Самотлорского месторождения являются несколько факторов, включение которых в прогнозирование выбытия скважин мотивировано: срок эксплуатации колонны; обводненность скважинной продукции; скорость потока жидкости по стволу; толщина стенки эксплуатационной колонны; медианный зенитный угол эксплуатационной колонны; средние значения количества твердых взвешенных частиц, выносимых из пласта с потоком жидкости. Даные критерии учтены в дальнейшем прогнозировании скорости коррозии на этапе моделирования.

С учетом выполненных лабораторных и аналитических работ выделены геолого-технологические факторы, влияющие на разрушение эксплуатационных колонн скважин. На основании полученных знаний и обучающей статистической выборки создана модель, позволяющая прогнозировать необходимые параметры для прогноза и превентивного предотвращения разрушений в перспективе. Для прогноза времени коррозионного разрушения на скважинах добывающего фонда подготовлена обучающая выборка данных с поскважинным представлением информации по выбранным характеристикам (по результату лабораторных и аналитических исследований). Проведено сравнительное тестирование различных моделей машинного обучения (GBM; RDF; SVR; LR; KNN; Metamodel). Оценка проводилась с применением поэлементной перекрестной проверки по метрике RMSE (Root Mean Square Error — среднеквадратичная ошибка) [3]. По результатам тестирования линейная метамодель показала более высокую точность прогноза в сравнении с другими методами. Результаты тестирования представлены на рисунке 5. Сравнение численных значений ошибки и достигнутые значения детерминации по моделям представлены в таблице 2.

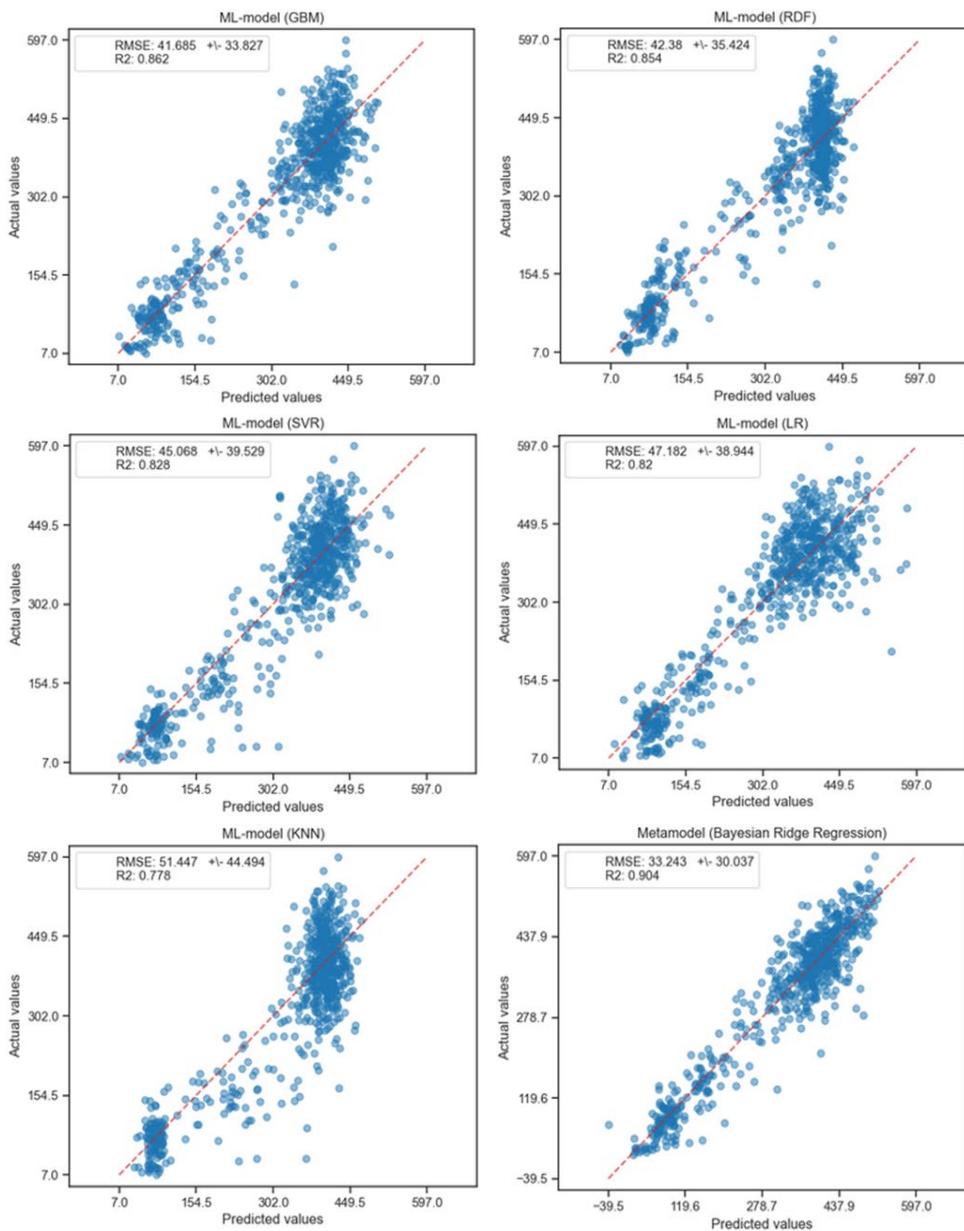


Рис. 5. Сравнительное тестирование моделей машинного обучения

По результатам моделирования по всем скважинам добывающего фонда получены значения времени наработки до предполагаемого разрушения эксплуатационной колонны. Скважины ранжированы по риску разрушения эксплуатационной колонны и разделены на категории: «критичная», «оптимальная», «отсроченная». По скважинам категории «критичная» ведутся мероприятия по снижению коррозионных повреждений, способы определены далее.

Таблица 2

Сравнение результатов тестирования моделей машинного обучения

Модель	RMSE	R2
Metamodel	33,243 (+\− 30,037)	0,904
GBM	41,685 (+\− 33,827)	0,862
RDF	42,380 (+\− 35,424)	0,854
SVR	45,068 (+\− 39,529)	0,828
LR	47,182 (+\− 38,944)	0,820
KNN	51,447 (+\− 44,494)	0,778

На текущий момент ведутся мероприятия по улучшению модели, связанные с расширением обучающей выборки (добавление новых данных по фактическим разрушениям эксплуатационной колонны и других влияющих факторов). Рассматривается влияние проводимых на скважинах ремонтов и геолого-технических мероприятий (количество часов ремонтных работ и используемое оборудование, объемы химических реагентов и пр.) [4].

С учетом особенностей разработки и эксплуатации Самотлорского месторождения авторы предложили методы защиты эксплуатационных колонн от коррозионно-эрозионного воздействия применительно к добывающему фонду скважин. Методы разделены на 3 категории и представлены на рисунке 6.

Детально рассмотрим методы, рекомендованные к внедрению для скважин из категории «критичная»: изменение глубины спуска электроцентробежного насоса и закачка ингибитора коррозии. Данные методы признаны обоснованными посредством проведенного анализа ретроспективного применения данных методов на рассматриваемом месторождении.

По мероприятию «Изменение глубины спуска электроцентробежного насоса» получены следующие результаты внедрения — срок эксплуатации скважин с изменением глубины спуска (более 30 м) выше на 5 лет, чем по скважинам, где исторически изменений глубины подвески электроцентробежного насоса не проводилось.

Эффективность мероприятия «Закачка ингибитора коррозии» оценивалась по мероприятиям, проводимым на месторождении по технологии доставки химического реагента в затрубное пространство. Срок эксплуатации таких скважин на 2 года больше по сравнению со скважинами без защиты. Низкая степень защиты связана с тем, что при таком методе большая часть ингибитора всасывается насосом и только незначительная часть поступает на забой. Авторы полагают, что применение задавки ингибитора коррозии в пласт или применение капсулного ингибитора позволит увеличить срок эксплуатации обсадной колонны посредством защиты интервала от перфорации до приема насоса.

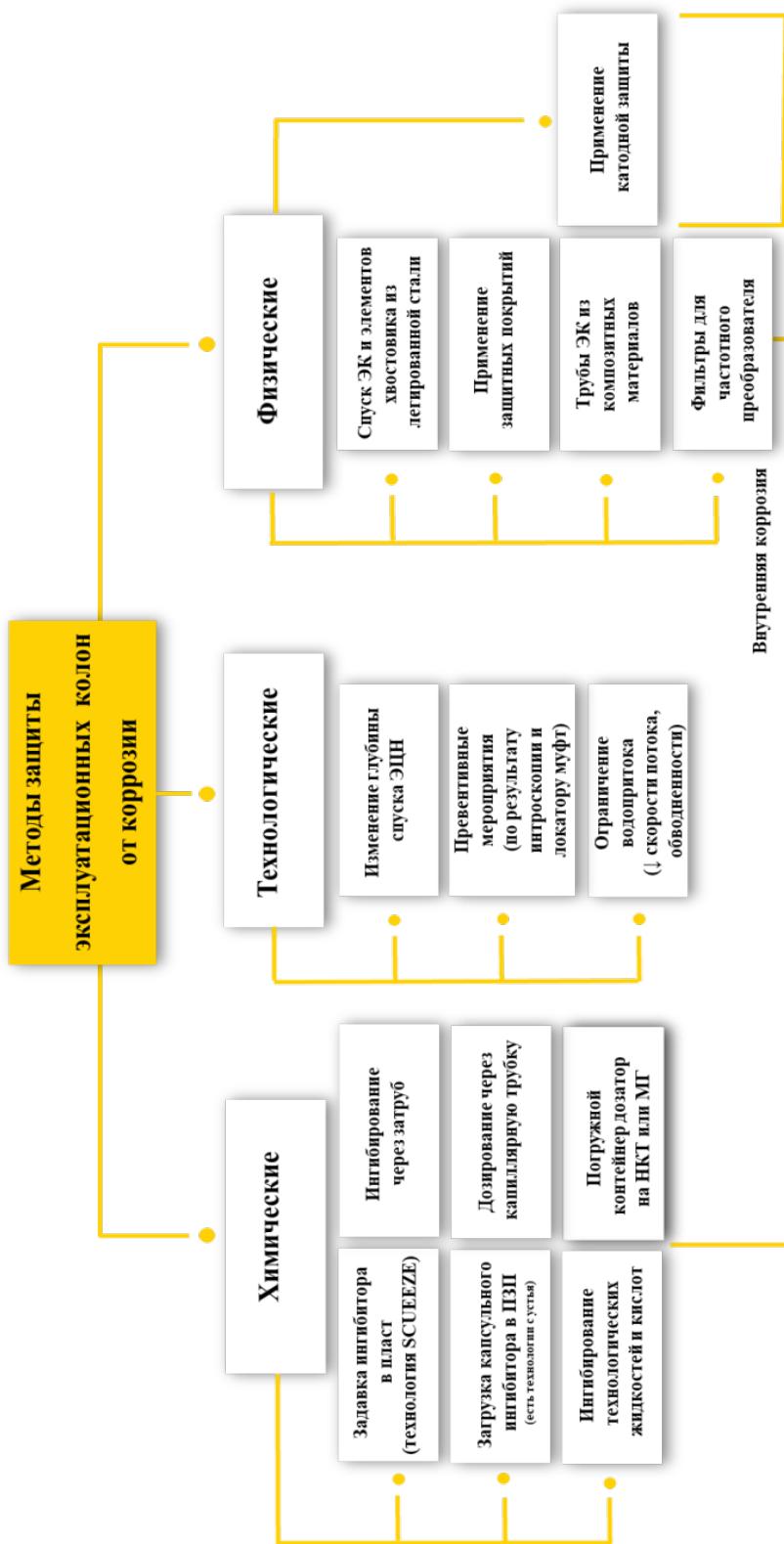


Рис. 6. Методы защиты эксплуатационных колонн от коррозионно-эррозионного воздействия

Стоит отметить, что мероприятия по превентивному выявлению коррозионного износа методом интроскопии с последующим ремонтом скважин проводятся на месторождении на постоянной основе. Также повсеместно ведутся работы по ограничению водопритока (выравнивание профиля притока, ремонтно-изоляционные работы и пр.) Остальные методы защиты, выделенные в данной работе, планируются к изучению и внедрению, в том числе на строящемся фонде скважин.

На текущий момент авторами ведется изучение методов и оборудования катодной защиты [5, 6], при этом стоит отметить, что необходимо проведение исследований и промысловых работ по адаптации подобных технологий в условиях эксплуатации зрелых месторождений ПАО «Роснефть».

Выводы

- Основной причиной разрушений эксплуатационных колонн Самотлорского месторождения является локальная внутренняя коррозия в интервале от забоя скважины до приема насоса. Коррозия имеет углекислотный генезис.
- Катализаторами протекания коррозионных процессов являются рост доли воды в продукции с наличием растворенного углекислого газа; эрозийная структура потока, зависящая от скорости, количества взвешенных частиц и конструкции скважины; погружное оборудование; конструктивные особенности скважин, а именно зенитный угол, который влияет на появление коррозионного растрескивания под напряжением.
- Авторами предложена модель прогнозирования очереди выбытия скважин по причине разрушения эксплуатационных колонн.
- Обоснованы мероприятия по защите эксплуатационных колонн. По результатам исследования внедрен метод по периодическому изменению глубины спуска электроцентробежного насоса на скважинах и определен химический метод защиты действующего фонда скважин, а именно задавка ингибитора коррозии в пласт или применение капсулного ингибитора с загрузкой на забой скважины.
- Для адаптации существующих методов катодной защиты эксплуатационных колонн к условиям добывающего фонда Самотлорского месторождения необходимо проведение исследований и опытно-промышленных работ.

Список источников

1. Конакова, М. А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей : монография / М. А. Конакова, Ю. А. Теплинский. – Санкт-Петербург : Инфо-да, 2004. – 358 с. – Текст : непосредственный.
2. Ткачева, В. Э. Локальная CO_2 -коррозия нефтепромыслового оборудования : учебное пособие / В. Э. Ткачева, А. Н. Маркин. – Уфа : РН-БашНИПИнефть, 2022. – 296 с. – Текст : непосредственный.

3. Пичугин, О. Н. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования / О. Н. Пичугин, Ю. З. Прокофьева, Д. М. Александров. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – С. 69–75.
4. Свинин, А. А. Оценка эффективности защиты от коррозии и определение внутристкважинной скорости коррозии / А. А. Свинин. – Текст : электронный // Инженерная практика. – 2022. – № 1. – URL: <https://glavteh.ru/issue/>.
5. Долгих, С. А. Катодная защита обсадных колонн скважин : оценка эффективности и оптимизация параметров : специальность 05.17.03 «Технология электрохимических процессов и защита от коррозии» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Долгих Сергей Александрович ; Казанский национальный исследовательский технологический университет. – Казань, 2014. – 144 с. – Текст : непосредственный.
6. Состояние и результаты катодной защиты эксплуатационных колонн скважин в ОАО «Татнефть» / Н. Г. Ибрагимов, Р. М. Гареев, Ф. И. Даутов, С. А. Долгих. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 134–137.

References

1. Konakova, M. A., & Teplinskiy, Yu. A. (2004). Korrozionnoe rastreskivanie pod napryazheniem trubnykh staley. St. Petersburg, Info-da Publ., 358 p. (In Russian).
2. Tkacheva, V. E., & Markin, A. N. (2022). Lokal'naya SO₂-korroziya neftepomyslovogo oborudovaniya. Ufa, RN- BashNIPIneft' Publ., 296 p. (In Russian).
3. Pichugin, O. N., Prokofieva, Yu. Z., Aleksandrov, D. M. (2013). Application of decision trees as an efficient method of analysis and prediction. Oilfield Engineering, (11), pp. 69-75. (In Russian).
4. Svinin, A. A. (2022). Assessing the corrosion protection performance and measuring the downhole corrosion rates. Engineering Practice, (1). (In Russian). Available at: <https://glavteh.ru/issue/>
5. Dolgikh, S. A. (2014). Katodnaya zashchita obsadnykh kolonn skvazhin: otsenka effektivnosti i optimizatsiya parametrov. Diss. ... kand. techn. nauk. Kazan, 144 p. (In Russian).
6. Ibragimov, N. G., Gareev, R. M., Dautov, F. I., & Dolgikh, S. A. (2009). Results of commercially applied cathodic protection of well casings in Tatneft OAO. Oil Industry, (11), pp. 134-137. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Синицына Татьяна Ивановна,
начальник управления инженеринга
добычи, ООО «Тюменский нефтяной
научный центр», г. Тюмень,
tisinitysna@tnnc.rosneft.ru

Гилаев Руслан Ганиевич, канди-
дат технических наук, заместитель
генерального директора по производ-
ству — главный инженер, АО «Самот-
лорнефтегаз», г. Нижневартовск

Tatyana I. Sinitysna, Head of Production Engineering Division, Tyumen Petroleum Research Center LLC, tisinitysna@tnnc.rosneft.ru

Ruslan G. Gilaev, Candidate of Engineering, Deputy General Director for Production — Chief Engineer, Samotlorneftegaz JSC, Nizhnevartovsk

Набиуллин Артур Шамилевич,
главный специалист отдела разработки
и внедрения методов повышения нефте-
отдачи пластов, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Попович Максим Игоревич, ди-
ректор по инжинирингу и концепту-
альному проектированию, ООО «Тю-
менский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень

Курбанов Яраги Маммаевич,
доктор технических наук, старший экс-
перт, ООО «Тюменский нефтяной науч-
ный центр», г. Тюмень; профессор, Тю-
менский индустриальный университет

Artur Sh. Nabiullin, Chief Specialist
of the Department for Development and
Implementation of Enhanced Oil Recovery
Processes, Tyumen Petroleum Research
Center LLC

Maxim I. Popovich, Director of
Engineering and Conceptual Design,
Tyumen Petroleum Research Center LLC

Yaragi M. Kurbanov, Doctor of
Engineering, Senior Expert, Tyumen Pe-
troleum Research Center LLC; Professor,
Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 07.04.2024; одобрена после рецензирования
16.05.2024; принята к публикации 20.05.2024.

The article was submitted 07.04.2024; approved after reviewing 16.05.2024;
accepted for publication 20.05.2024.