

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО ИЗНОСА УСТЬЕВОЙ ОБВЯЗКИ СКВАЖИН

© Коллектив авторов,
2025



**Д.М. Овчаренко², В.А. Тимошенко², Д.Д. Сидоренко^{1,*}, М.В. Симонов¹,
А.В. Федоров², И.О. Ходаков¹, Р.Н. Коротков²**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Томск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В условиях высокой коррозионной агрессивности добываемой продукции актуальной задачей является поиск новых решений для защиты скважинного оборудования. В рамках данной работы проведен анализ существующих решений по борьбе с коррозией, а также предлагается использовать нетиповой протектор коррозии для защиты устьевого обвязки скважины от преждевременного износа.

Цель. Разработка нового технического решения по защите устьевого обвязки скважин от коррозионного износа.

Материалы и методы. В качестве исходных данных использовались текущие режимы работы скважин, а также данные о геометрических параметрах протектора коррозии. Для проведения расчетов использовался пакет макросов на языке программирования VBA.

Результаты. Предложен новый способ защиты устьевого обвязки скважин от коррозии, разработан нетиповой протектор коррозии, создан универсальный инструмент по подбору типоразмеров протекторов коррозии, расчетным путем доказана эффективность предлагаемого решения.

Заключение. В результате проведенного анализа, расчетов и опытно-промышленных испытаний определено, что протектор коррозии является эффективным методом борьбы с коррозией, а также не влияет на режим работы скважины.

Ключевые слова: электрохимическая коррозия, устьевая обвязка, высокообводненная продукция, скорость коррозии, коррозионная агрессивность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Овчаренко Д.М., Тимошенко В.А., Сидоренко Д.Д., Симонов М.В., Федоров А.В., Ходаков И.О., Коротков Р.Н. Использование протекторной защиты для предотвращения коррозионного износа устьевого обвязки скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):123–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-123-131>

Статья поступила в редакцию 27.11.2024

Принята к публикации 12.12.2024

Опубликована 31.03.2025

USE OF PROTECTOR TO PREVENT CORROSIVE WEAR OF WELLHEAD PROCESS PIPING

**Diana M. Ovcharenko², Viktor A. Timoshenko², Daniil D. Sidorenko^{1,*}, Andrey V. Fedorov²,
Maksim V. Simonov¹, Ilya O. Khodakov¹, Roman N. Korotkov²**

¹Gazprom нефt company group, RF, Saint Petersburg

²Gazprom нефt company group, RF, Tomsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. In conditions of high corrosive aggressiveness of the produced products the actual task is to search for new solutions for protection of downhole equipment. This paper analyses existing solutions for corrosion control and proposes the use of an untypical corrosion protector to protect the wellhead tie-in from premature wear.

Aim. Development of a new technical solution to protect wellhead piping from corrosive wear and tear

Materials and methods. Well performance data as well as data on geometric parameters of the corrosion protector were used as input data. The macro package in the VBA programming language was used to perform calculations.

Results. A new method of protection of wellhead piping from corrosion was proposed, a non-typical corrosion protector was developed, universal tool for selection of corrosion protector sizes was created, and the effectiveness of the proposed solution was proved by calculations

Conclusion. As a result of the analysis, calculations and pilot tests, it was determined that the corrosion protector is an effective method of corrosion control, as well as does not affect the mode of operation of the well.

Keywords: electrochemical corrosion, wellhead piping, high-water production, corrosion rate, corrosion aggressiveness

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Ovcharenko D.M., Timoshenko V.A., Sidorenko D.D., Fedorov A.V., Simonov M.V., Khodakov I.O., Korotkov R.N. Use of protector to prevent corrosive wear of wellhead process piping. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):123–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-123-131>

Manuscript received 27.11.2024

Accepted 12.12.2024

Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день борьба с коррозией по-прежнему остается одним из самых острых вызовов нефтегазовой отрасли. Высокое содержание воды и коррозионная агрессивность компонентов (H_2S , CO_2)

ДЛЯ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ СКВАЖИН ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ СПОСОБ ЗАЩИТЫ УСТЬЕВОЙ ОБВЯЗКИ, РАЗРАБОТАН НЕТИПОВОЙ ПРОТЕКТОР КОРРОЗИИ, СОЗДАН УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПО ПОДБОРУ ТИПОРАЗМЕРОВ ПРОТЕКТОРОВ КОРРОЗИИ, РАСЧЕТНЫМ ПУТЕМ ДОКАЗАНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМОГО РЕШЕНИЯ.

добываемой продукции приводят к преждевременному износу нефтепромыслового оборудования и увеличению операционных затрат на замену корродированных участков. Актуальность поиска эффективных способов борьбы с коррозией обусловлена положениями Энергетической стратегии развития Российской Федерации на период до 2035 года [1], где в комплекс ключевых мер по обеспечению стабильного уровня добычи нефти входит эффективная разработка зрелых месторождений и введение в экономический оборот высокообводненных скважин.

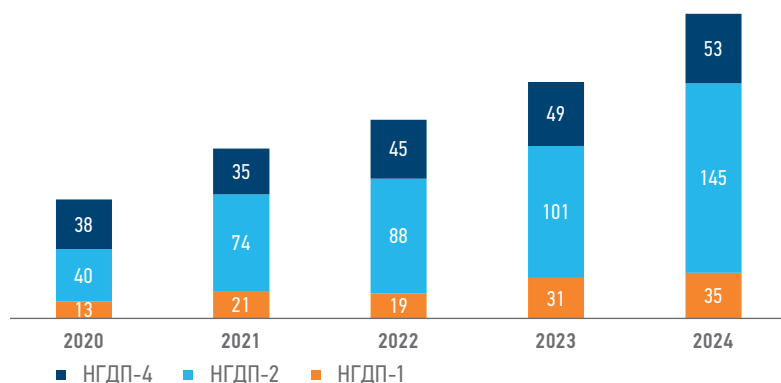


Рис. 1. Динамика отказов на устьевой обвязке по причине внутренней коррозии по предприятию Группы компаний «Газпром нефть» на ноябрь 2024 года. Составлено авторами

Fig. 1. Failure dynamics at the wellhead assembly due to internal corrosion at Gazprom нефть company group as of November 2024. Compiled by the authors

На **рис. 1** приведена динамика отказов, исходя из которой можно сделать следующий вывод: внутренняя коррозия вносит существенный вклад в общую статистику отказов работы нефтепромыслового оборудования дочернего общества (ДО). Средняя скорость по предприятию достигает порядка 2 мм/год, что влечет за собой рост таких отказов и формирует проблематику исследования. Наибольшему коррозионному износу подвергается устьевая обвязка скважин. К очагам возникновения коррозии относятся манифольд, обратный клапан, запорная арматура, фланцевые соединения, отводы и тройники. Частота отказов приведена на **рис. 2**.

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ

Всего в периметре компании за 5 лет зарегистрировано 15 успешных решений (**рис. 3**) по защите оборудования от коррозии. Значимая часть из них — использование ингибиторов.

В периметре ДО использование ингибитора коррозии малоэффективно для защиты устьевой обвязки скважин: в **таблице 1** приведены данные по отказам скважины X с учетом ее защиты от коррозионного износа. Кроме того, такой способ является дорогостоящим и требует регулярного обновления состава, а корродированные участки — замены.

В мировой и отечественной практике нефтегазовых компаний существует множество способов защиты металла от коррозии, позволяющих существенно продлить срок службы оборудования. В ходе исследования был проведен сравнительный анализ существующих методов по значимым критериям [2, 3, 4], результаты сравнения приведены в **таблице 2**.

В результате проведенного анализа можно сделать вывод, что использование протектора коррозии является новой, перспективной и оптимальной технологией для защиты устьевой обвязки скважин по критериям: надежность, стоимость и простота технологии.

ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

Суть предлагаемого решения заключается в установке цинкового протектора коррозии в манифольд скважины для борьбы с внутренней коррозией. Протекторная защита заключается в присоединении к защищаемому объекту (скважине) металла, имеющего более электроотрицательный потенциал, вследствие чего подвергается коррозии более активный металл. В качестве материала выбран цинк ввиду наибольшей электроотрицательности по сравнению с магниевыми и алюминиевыми протекторами. Ввиду отсутствия готовых решений по использованию протекторов для борьбы с внутренней коррозией разработан технический чертеж нетипового протектора в виде стрелня (см. **рис. 4**).

Для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) выбрана скважина-кандидат У, состоящая в осложненном фонде ДЮ. Базовым вариантом защиты от коррозии данной скважины является ингибитор Азол 3020 марки А. Основные параметры режима работы скважины приведены в **таблице 3**.

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Для системы «скважина — наземная инфраструктура» протектор коррозии является дополнительным локальным сопротивлением, которое может негативно повлиять на режим работы скважины. Локальными сопротивлениями в нефтегазодобывающей промышленности могут выступать различные ограничители потока: обратный клапан, соединительные элементы, штуцер.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Оценить влияние протектора на изменение режима работы скважины.

МОДЕЛЬ

Основными участками потерь давления при установке протектора будут являться соединительные сужения между секциями протектора, тогда следует рассматривать протектор коррозии как последовательное соединение сужений и расширений. Ключевым элементом такого локального сопротивления является диаметр сужения (d_{choke}), который определяет возможное снижение давления при известных значениях Q_{liq} , $P_{in/out}$. Для описания падения давления на каждой секции протектора используется модель Перкинса [5], схема которой приведена на **рис. 5**.

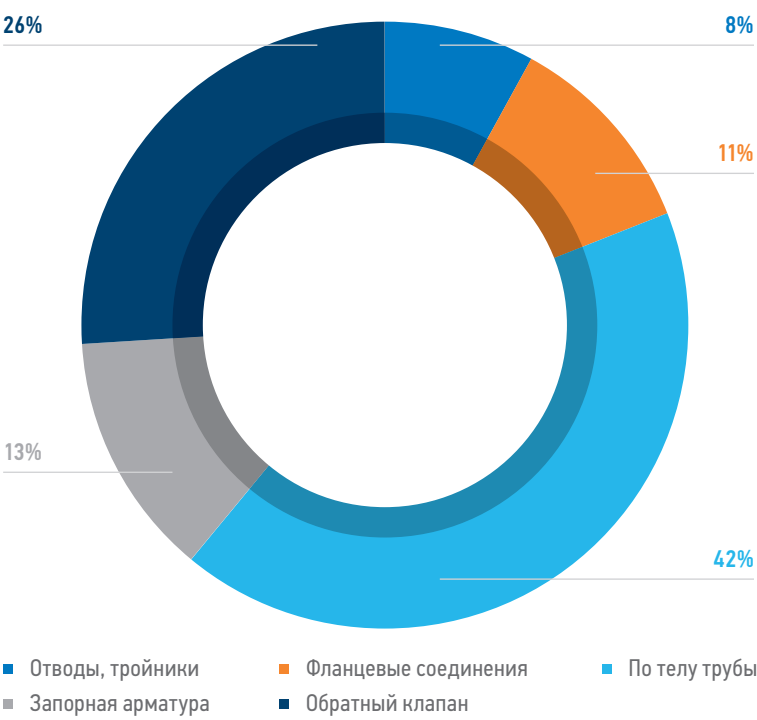


Рис. 2. Доля отказов на объектах устьевой обвязки скважин в общей статистике по предприятию Группы компаний «Газпром нефть» на ноябрь 2024 года. Составлено авторами

Fig. 2. The share of failures at wellhead assembly units in the overall statistics for Gazprom нефть company group as of November 2024. Compiled by the authors

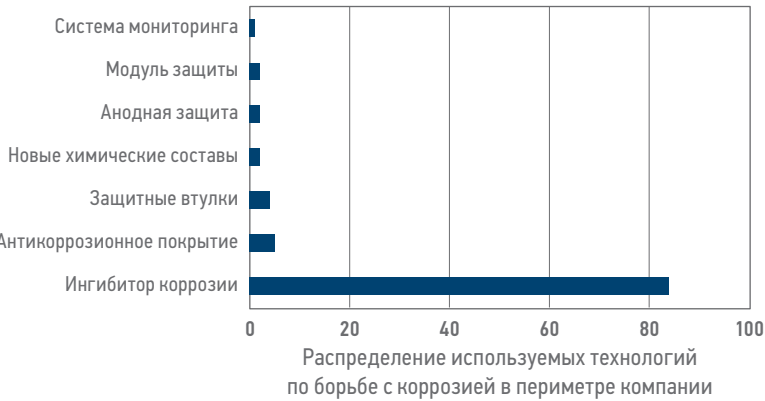


Рис. 3. Соотношение используемых технологий в периметре компании. Составлено авторами

Fig. 3. Ratio of technologies used within the company scope. Compiled by the authors

Таблица 1. Динамика отказов по скважине Х в период использования ингибитора коррозии за 2024 год. Составлено авторами

Table 1. Failure dynamics of well X during the use of a corrosion inhibitor in 2024. Compiled by the authors

Дата отказа	Место отказа	Наработка, дней
26.05.2024	на входе в АГЗУ	67
12.07.2024	по телу ОК АГЗУ	47

Тогда модель протектора коррозии можно представить так, как показано на **рис. 6**.

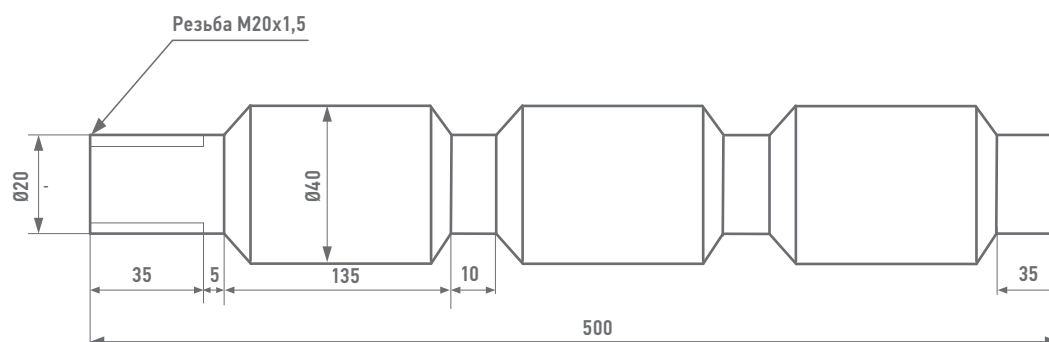


Рис. 4. Технический чертёж нетипового цинкового протектора. Составлено авторами
Fig. 4. Technical drawing of a non-standard zinc anode. Complied by the authors

Таблица 1. Динамика отказов по скважине X в период использования ингибитора коррозии за 2024 год. Составлено авторами
Table 1. Failure dynamics of well X during the use of a corrosion inhibitor in 2024. Complied by the authors

Дата отказа	Место отказа	Наработка, дней
26.05.2024	на входе в АГЗУ	67
12.07.2024	по телу ОК АГЗУ	47

$$\begin{cases} P_{\text{лин}} = \text{const}, & (1) \\ P_{\text{буф пр}} = f(Q_{\text{лиq}}, WCT, Q_{\text{gas_nkt}}, P_{\text{лин}}, d_{\text{pipe}}, d_{\text{choke}}), & (2) \\ Q_{\text{gas_nkt}} = Q_{\text{gas}} \cdot (1 - k_{\text{sep}}), & (3) \end{cases}$$

где $P_{\text{буф пр}}$ — буферное давление после установки протектора, $P_{\text{лин}}$ — линейное давление, $Q_{\text{лиq}}$ — дебит жидкости, d_{pipe} — диаметр трубы, d_{choke} — диаметр сужения секции протектора, Q_{gas} — дебит газа, $Q_{\text{gas_nkt}}$ — дебит газа

Таблица 2. Сравнительная таблица возможных методов борьбы с коррозией. Составлено авторами
Table 2. Comparative table of possible methods to combat corrosion. Complied by the authors

Критерий	Защитное покрытие	Коррозионно-стойкое покрытие	Ингибитор коррозии	Протекторная защита	Анодная защита
Особенности	Деградация материала со временем	Применение легированных материалов	Поставка химикатов, обновление состава	Защита отдельных участков	Требуется электроэнергия
Средний срок службы, лет	5-10	10 и более	До 5	5-10	10 и более
Устойчивость к нагрузкам	2	1	1	1	1
Надежность	2	1	1	1	1
Стоимость	1	3	3	1	3
Эффективность	2	1	2	2	1
Простота	1	1	3	1	3
Оценка критерия	1 — высокий		2 — средний		3 — низкий

Таблица 3. Основные параметры скважины-кандидата для ОПИ
Table 3. Key parameters of a candidate well for field trials

Параметр	Единицы измерения	Значение
Дебит жидкости, $Q_{\text{лиq}}$	м³/сут	89
Обводненность, WCT	%	87
Дебит нефти, Q_{oil}	т/сут	9
Дебит газа, Q_{gas}	м³/сут	12886
Защита	-	Ингибиторная защита Азол3020, марка А
Срок эксплуатации	лет	9
Скорость коррозии	мм/год	1,5
Количество отказов	раз/год	3

в насосно-компрессорных трубах, k_{sep} — коэффициент сепарации.
Исходя из уравнения (2) проводится расчет $P_{буф\text{ пр}}$ против потока от известного значения $P_{лин}$ (1) при текущем расходе скважины. Затем производится сравнение с фактическим значением $P_{буф}$. Если $P_{буф\text{ пр}}$ и $P_{буф}$ значительно отличаются друг от друга, то установка протектора влечет за собой изменения режима работы скважины. Также проведен расчет установки двухсекционного протектора в манифольд скважины X, влияние на режим работы незначительно. Исходя из результатов расчета можно сделать вывод, что установка протектора не повлияет на режим работы скважины Y.

ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ (ОПИ)

Перед установкой проведена ультразвуковая толщинометрия стенок труб и фасонных деталей в различных участках обвязки скважины при помощи толщиномера ультразвукового А1208. Минимальная измеренная толщина стенки составила 5,4 мм при номинальной 8,0 мм и отбраковочной 2,0 мм. Таким образом, средняя скорость коррозии

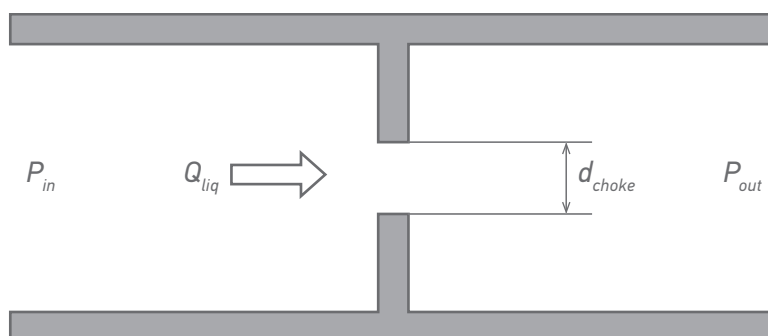


Рис. 5. Модель Перкинса для местного сопротивления [5]
Fig. 5. Perkins model for local resistance [5]

по скважине Y составит 1,3 мм/год, а остаточный срок службы — 2,5 года. Ключевым показателем эффективности определена защита при средней скорости коррозии не более 0,1 мм/год. 22.09.2024 в манифольд скважины Y установлен трехсекционный протектор коррозии. Схема устьевой обвязки и место установки протектора приведены на рис. 7. На сегодняшний день экспериментально не получено изменений по продуктивности, скважина работает в стабильном режиме, ее динамика по дебиту жидкости приведена на рис. 8. Период безотказной работы

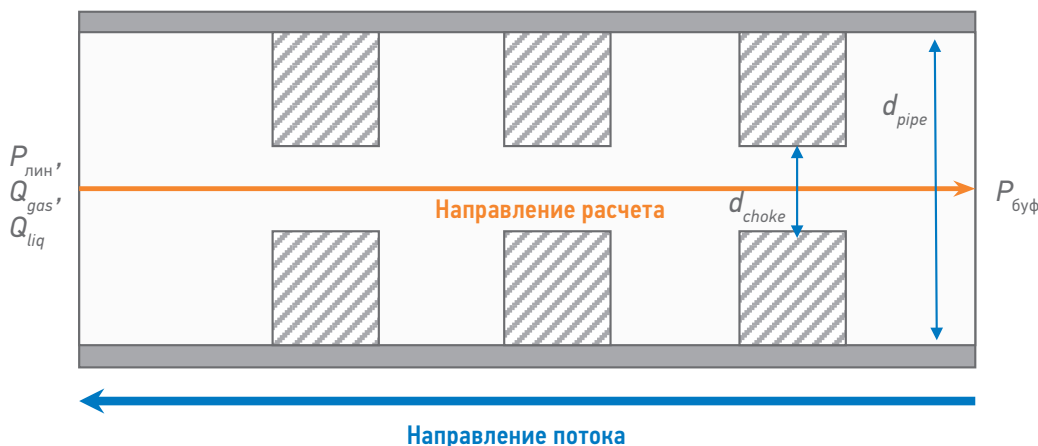


Рис. 6. Схема гидравлической модели протектора коррозии. Составлено авторами
Fig. 6. Scheme of the hydraulic model of the corrosion protector. Compiled by the authors

Таблица 5. Сопоставление расчета и фактического режима работы скважины. Составлено авторами
Table 5. Comparison of calculation and actual well operation mode. Compiled by the authors

Скважина	Дата	$Q_{ж}$, м³/сут	Q_r , тыс. м³/сут	$P_{лин}$, атм	$P_{буф}$, атм	$P_{буф}$ модель, атм	dP , атм
Y	01.11.2024	87	12,8	19	19	18,6	-0,4
Y	10.11.2024	90	12,4	19	20	19,6	-0,4
X	01.11.2024	74	27,1	19	20	19,5	-0,5
X	17.11.2024	76	26,7	18	19	18,5	-0,5

Условные обозначения деталей:

1. Фланцевая пара 65×350
2. Фланец 65×350
3. Труба Ø89×8, сталь 13ХФА,
ТУ1317-006.1-593377520-2003
4. ЗКЛ 80×40
5. Тройник обратного клапана Ø89×8
6. Отвод 90° Ø89×8, сталь 13ХФА
7. Тройник равнопроходной Ø89×8,
сталь 13 ХФА
8. Фланцевая пара 80×350
9. Протекторная защита от коррозии

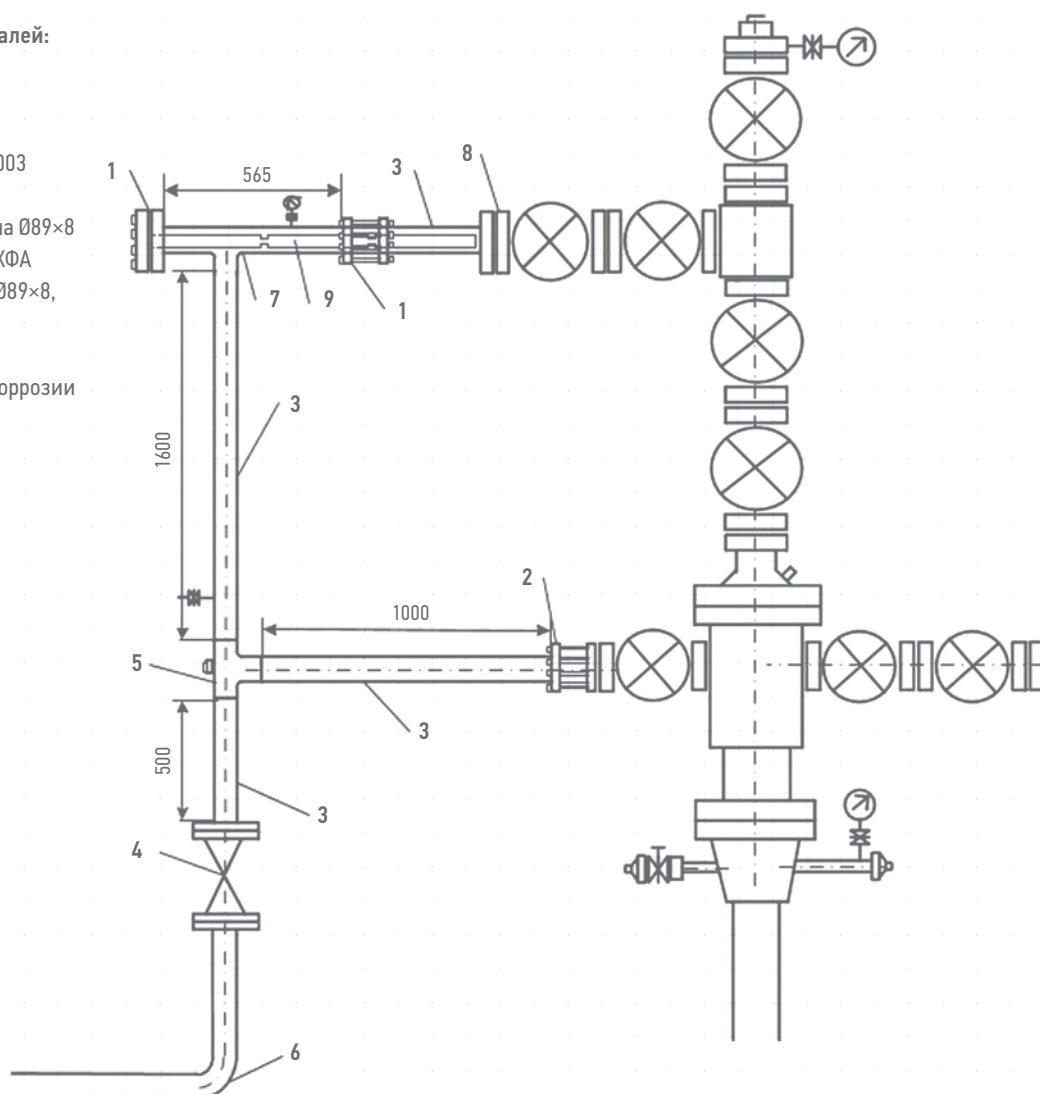


Рис. 7. Схема установки протектора. Составлено авторами
Fig. 7. Tread installation scheme. Compiled by the authors

скважины У по состоянию на 01.12.2024 составил 71 день.

Результаты расчетов и сравнение с фактическим режимом работы скважин приведены в таблице 5.

Так как процесс образования коррозии зависит от скорости массопереноса и скорости реакции между агрессивной средой и внутренней поверхностью элементов фонтанной арматуры, необходимо оценить процессы, происходящие в фонтанной арматуре. Для качественной оценки процесса образования коррозии проведено моделирование потока в CFХ-симуляторе (рис. 9).

Наименьшая скорость потока наблюдается в области контакта потока с внутренними стенками арматуры. Исходя из закона Ньютона:

$$\begin{cases} \tau = -\mu \frac{du}{dr}, \\ v(r) = v_{max} \left(1 - \frac{r^2}{R^2}\right), \end{cases}$$

где τ — касательное напряжение жидкости, r — расстояние от оси трубы, R — радиус трубы, μ — вязкость жидкости.

Определим градиент скорости и зависимость касательного напряжения от радиуса

$$\frac{du}{dr} = -2r \frac{v_{max}}{R^2} \rightarrow \tau(r) = 2\mu r \frac{v_{max}}{R^2}.$$

Таким образом, можно сделать вывод: касательное напряжение увеличивается с удалением от центра потока, а максимальная скорость наблюдается в центре потока и уменьшается по мере приближения к внутренней поверхности

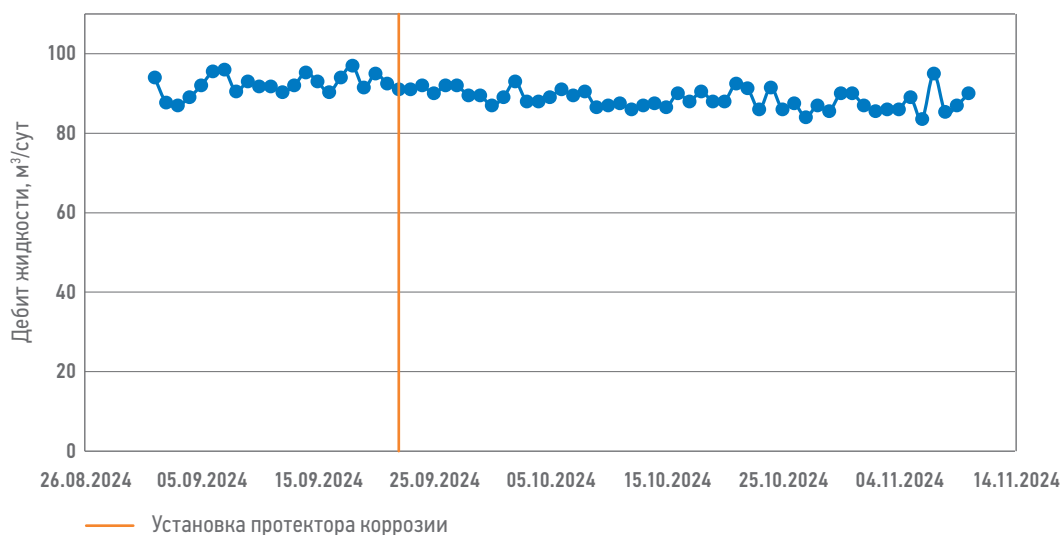


Рис. 8. Динамика дебита жидкости скважины Y до и после установки протектора коррозии. Составлено авторами
Fig. 8. Dynamics of well fluid flow rate before and after corrosion protector installation. Compiled by the authors

трубы, что отражено на профиле скоростей. В связи с этим внутренняя поверхность труб фонтанной арматуры наиболее подвержена образованию коррозии, что подтверждается статистикой, приведенной на **рис. 2**. Поэтому место установки протектора в манифольде является оптимальным.

ОЦЕНКА РИСКОВ

Для оценки использования протектора коррозии построена тепловая карта возможных рисков, а также разработаны меры реагирования на них (**рис. 10**).

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Применение протектора коррозии позволяет уменьшить затраты на замену участков, подвергшихся коррозии.

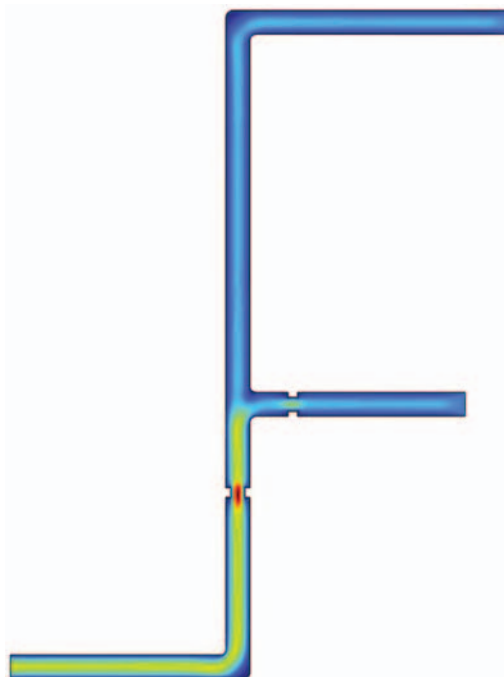


Рис. 9. Профиль скоростей в фонтанной арматуре. Составлено авторами

Fig. 9. Velocity profile in the fittings. Compiled by the authors

Таблица 6. Возможные риски и их устранение. Составлено авторами
Table 6. Possible risks and their elimination. Compiled by the authors

№	Риск	Реагирование
1	Уменьшение проходного сечения трубопровода вследствие образования отложений внутри защищаемого объекта	Проведение расчетов, подбор размеров и расположения внутри объектов
2	Недостаточная эффективность защиты от коррозии	Выбор материала с учетом агрессивности среды, оптимальная установка по радиусу защиты, установка достаточного количества секций для защиты уязвимых участков
3	Преждевременный выход из строя оборудования	Мониторинг коррозии, техническое обслуживание, замена протектора по износу
4	Ошибочные действия персонала при монтаже протектора	Разработка технологической схемы установки протектора для отдельных участков
5	Образование отложений	Мониторинг режима, очистка манифольда

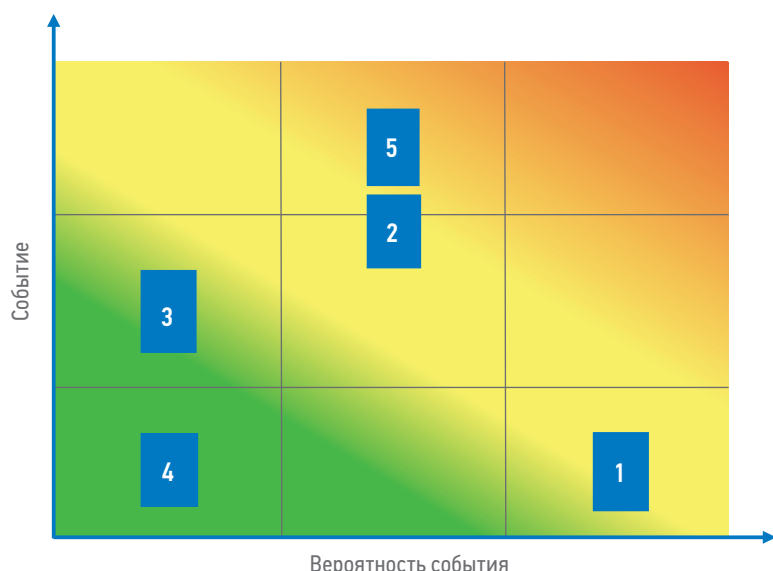


Рис. 10. Тепловая карта оценки рисков. Составлено авторами
Fig. 10. Risk assessment heat map. Compiled by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа существующих решений по борьбе с внутренней коррозией определено, что протекторная защита является надежным, эффективным и простым решением для предотвращения коррозионного износа. По результатам мониторинга режима работы скважины установлено, что установка протектора не повлияла на режим работы, что подтверждается результатами моделирования. В связи с этим можно утверждать, что данный метод борьбы с внутренней коррозией является технологически и экономически эффективным: после установки протектора безотказный период работы скважины составляет 71 день (по данным на 1.12.2024), что является более длительным периодом безотказной работы в сравнении с использованием ингибитора коррозии (табл. 1). По завершении проведения ОПИ будет принято решение о тиражировании технологии.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия развития РФ на период до 2035 г. Распоряжение Правительства Российской Федерации №1523-р от 9.06.2020.
2. Котляков Д.А., Шаповалова Е.А. Коррозия металлов, как причина аварий нефтепроводов сбора. Вестник науки № 1 (70), Том 1 (2024): 277–281.
3. Гаврилов М.А. Анализ эффективности применения методов защиты глубинно-насосного оборудования в условиях коррозионной агрессивности в процессе эксплуатации скважин: Выпускная квалификационная работа бакалавра, научный руководитель Пулькина Н.Э. — Томск: Томский политехнический университет, 2023. — 98 с.
4. Шкодин А.А., Тлехусеж М.А. Коррозия и методы борьбы с ней в нефтепромысловых отраслях, Материалы XI Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум».
5. Perkins T. Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes // SPE 20633, SPE Drilling and Completion. — 1993. — <https://doi.org/10.2118/20633-PA>

References

1. Energy Strategy for the Development of the Russian Federation until 2035. Order of the Government of the Russian Federation No. 1523-r dated June 9, 2020.
2. Kotlakov D.A., Shapovalova E.A. Corrosion of metals as a cause of oil gathering pipelines accidents. Bulletin of Science No. 1 (70), Volume 1 (2024): 277–281.
3. Gavrilov M.A., Analysis of the effectiveness of methods for protecting deep-pump equipment in conditions of corrosive aggressiveness during well operation: Bachelor's final qualification work, scientific supervisor Pulkina N.E. — Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2023. — 98 pp.
4. Shkodin A.A., Tlekhusezh M.A., Corrosion and methods to combat it in the oil production industry, Proceedings of the XI International Student Scientific Conference "Student Scientific Forum".
5. Perkins T. Critical and Sub-Critical Flow of Multiphase Mixtures Through Chokes // SPE 20633, SPE Drilling and Completion. — 1993. — <https://doi.org/10.2118/20633-PA>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Д.М. Овчаренко — сбор и анализ статистики отказов на устьевой обвязке скважин, анализ существующих решений, разработка технического решения, реализация и мониторинг проекта

В.А. Тимошенко — автор идеи, разработал технические чертежи протектора, реализация и мониторинг проекта.

Д.Д. Сидоренко — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, разработал гидравлическую модель протектора коррозии.

М.В. Симонов — оказал экспертную поддержку в разработке модели, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Diana M. Ovcharenko — collection and analysis of wellhead piping failure statistics, analysis of existing solutions, development of technical solutions, project implementation and monitoring.

Viktor A. Timoshenko — author of the idea, developed technical drawings, of the tread, implementation and monitoring of the project.

Daniil D. Sidorenko — developed the concept of the article, prepared the text of the article, developed a hydraulic model of the corrosion protector.

Maksim V. Simonov — provided expert support in the development of the model, gave final approval of the published version of the article.

А.В. Федоров — оказал экспертную поддержку в реализации проекта.

И.О. Ходаков — оказал экспертную поддержку в написании статьи.

Р.Н. Коротков — оказал экспертную поддержку в оценке рисков проекта.

Andrey V. Fedorov — provided expert support in the implementation of the project.

Ilya O. Khodakov — provided expert support in writing the article.

Roman N. Korotkov — provided expert support in project risk assessment.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Диана Маратовна Овчаренко — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Виктор Алексеевич Тимошенко — начальник цеха, Группа компаний «Газпром нефть»

Даниил Денисович Сидоренко* — специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Максим Владимирович Симонов — руководитель центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Владимирович Федоров — начальник центра, Группа компаний «Газпром нефть»

Илья Олегович Ходаков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Роман Николаевич Коротков — менеджер-руководитель направления по интеграции и развитию, Группа компаний «Газпром нефть»

Diana M. Ovcharenko — Chief specialist, Gazprom
neft company group

Viktor A. Timoshenko — Site administrator,
Gazprom neft company group

Daniil D. Sidorenko* — Specialist, Gazprom neft
company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190000,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Maksim V. Simonov — Head of the center, Gazprom
neft company group

Andrey V. Fedorov — Head of the center, Gazprom
neft company group

Ilya O. Khodakov — Head of direction, Gazprom neft
company group

Roman N. Korotkov — Manager Head of integration
and development, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author