

# Изучение причин возникновения нарушений герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин. Разработка превентивных методов по защите обсадной колонны

Набиуллин А.Ш.<sup>1</sup>, Синицына Т.И.<sup>1</sup>, Воронцов С.Ю.<sup>2</sup>

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия  
asnabiullin@tnnc.rosneft.ru

## Аннотация

В работе проведен комплексный анализ фонда добывающих скважин с выделением причин разгерметизации эксплуатационных колонн и описана разработка превентивных мероприятий по предупреждению образования негерметичностей. В аналитической части выделены качественные и количественные зависимости. В лабораторной части выявлены количественные значения скорости коррозионных процессов, протекающих в скважине. Результатом работы является алгоритм, который формирует рейтинг скважин по риску образования негерметичности с учетом выделенных критериев. В зависимости от рейтинга скважины определены методы превентивной защиты скважин.

## Материалы и методы

Поставленные задачи в работе решались с применением методов системного анализа, теории множеств, основ интенсификации добычи нефти и геолого-промыслового 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-промысловый анализ скважинных данных выполнен с помощью программного комплекса РН-КИН.

## Ключевые слова

негерметичность эксплуатационной колонны, причины негерметичности, локальная коррозия

## Для цитирования

Набиуллин А.Ш., Синицына Т.И., Воронцов С.Ю. Изучение причин возникновения нарушений герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин. Разработка превентивных методов по защите обсадной колонны // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 88–93. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-88-93

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 620.193 | Original Paper

## Studying the causes of casing leakages in production wells. Developing preventive methods for casing protection

Nabiullin A.Sh.<sup>1</sup>, Sinitsyna T.I.<sup>1</sup>, Vorontsov S.Yu.<sup>2</sup>

“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia  
asnabiullin@tnnc.rosneft.ru

## Abstract

The paper describes a comprehensive analysis of the production well stock performance and the causes of sealing failures of production casings as well as development of formation leak-off preventive measures. The analytical part includes qualitative and quantitative functions. The laboratory part allowed to measure quantitative rates of corrosion processes occurring in a well. The result of the study is an algorithm generating a well rating by the leakage risk, taking into account the selected criteria. Depending on the well rating, methods of well preventive protection have been determined.

## Materials and methods

The tasks of the study were solved using system analysis methods, a set theory, the basics of EOR, and geological-field analysis of well data. Microsoft Excel SW was used to collect and verify the historical production data, as well as to generate a statistical training data set.

The geological-field analysis of well data was performed using the RN-KIN SW package.

## Keywords

production casing leakage, causes of leakage, local corrosion

## For citation

Nabiullin A.Sh., Sinitsyna T.I., Vorontsov S.Yu. Studying the causes of casing leakages in production wells. Developing preventive methods for casing protection. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 88–93. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-88-93

Received: 17.11.2023

### Основная часть

Исследовательская работа разделена на аналитическую, лабораторную и прогнозную части. В аналитической части рассмотрены основные зависимости, полученные по результату работы с ретроспективной информацией. В лабораторной — выполнены исследования по изучению состава и коррозионной агрессивности скважинной жидкости. В прогнозной части работы предложен математический инструмент ранжирования скважин по признаку вероятности выбытия по негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК), основанный на корреляционных зависимостях, представленных в предыдущих этапах.

В аналитической части была рассмотрена выборка из 823 скважин с подтвержденными в период с 2017 по 2022 гг. интервалами негерметичности эксплуатационной колонны.

По результатам рассмотрения скважин выявлено, что локализация НЭК по элементу колонны представлена на рисунке 1, где 79 % НЭК сосредоточены в теле обсадной колонны и только 16% распределены по элементам хвостовика (голова и тело), а 5% расположены в спущенной ранее дополнительной эксплуатационной колонне (ЭК).

Далее на рисунке 2 представлено распределение скважин по времени наработки ЭК до образования НЭК.

Средняя наработка до образования НЭК обсадных колонн составляет 30 лет. Для элементов хвостовика и дополнительной ЭК характерно распределение наработки до 15 лет. Это связано с тем, что в начале освоения месторождения при бурении скважин строились скважины классического типа с небольшим набором зенитного угла и колонной одинакового диаметра — такие ЭК характеризуются высокой наработкой. С 2010 года начался активный рост бурения боковых

стволов со спуском колонны меньшего диаметра (хвостовика) в материнскую колонну, соответственно, наработка у данных скважин ниже. Снижение скважин с НЭК в возрастном диапазоне 15–25 лет связано с сокращением темпов бурения с 1997 года на рассматриваемом месторождении.

На рисунке 3 представлено распределение НЭК по критерию толщины стенки ЭК, анализ представлен по всем типам НЭК, кроме причин, связанных с разгерметизацией головы хвостовика.

Из зависимости видно, что количество скважин при меньших толщинах колонны максимально во всех элементах ЭК, что косвенно говорит о протекании коррозионных процессов в скважинах. В подтверждение наличия

коррозионных процессов в скважинах дан рисунок 4, где представлены распределения НЭК в различных диапазонах обводненности по скважинам. С ростом обводненности расчет количество скважин с разгерметизацией колонн.

На рисунке 5 представлено распределение скважин с НЭК по диаметрам ЭК. Наибольшее количество НЭК наблюдается в колоннах с диаметром 168 мм в связи с их многочисленностью, но удельно НЭК больше в скважинах с диаметром 140 мм из-за меньшей толщины стенки и меньшего проходного сечения, что увеличивает эрозийное влияние восходящего потока жидкости в дополнение к коррозионным процессам.

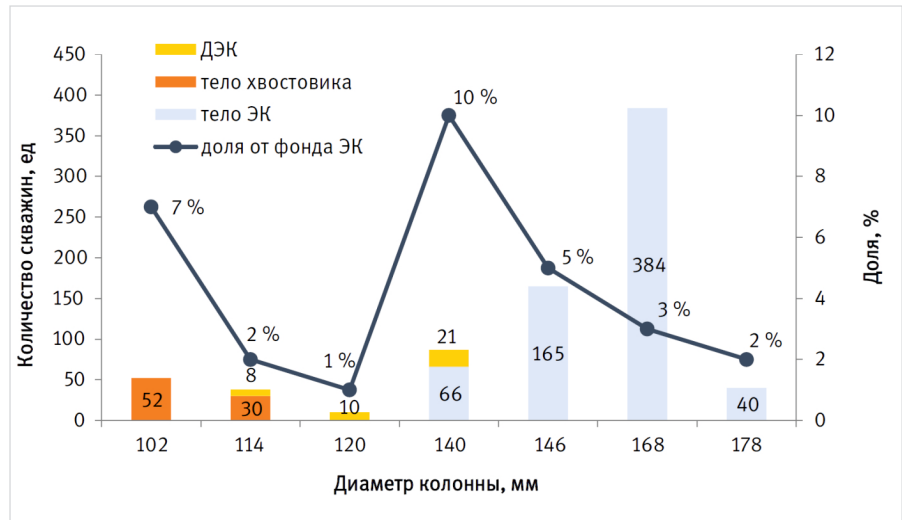


Рис. 5. Распределение НЭК по диаметрам колонны  
Fig. 5. Distribution of leakages by casing diameter

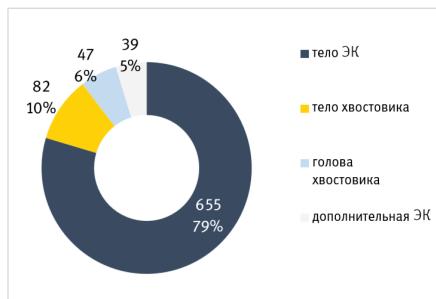


Рис. 1. Распределение НЭК по элементу колонны  
Fig. 1. Distribution of leakages among casing elements

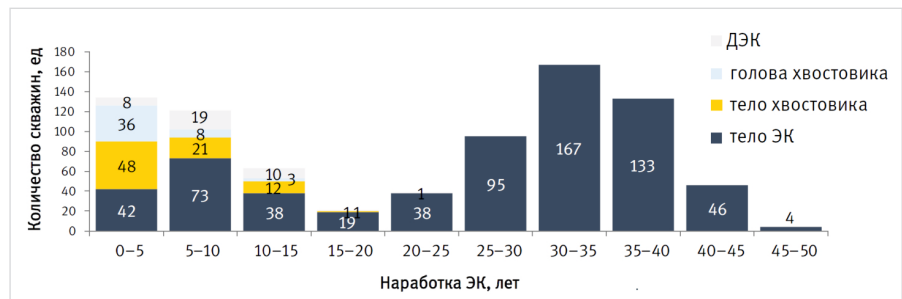


Рис. 2. Распределение НЭК по времени наработки ЭК до образования НЭК  
Fig. 2. Distribution of leakages by the casing operating time before leakage

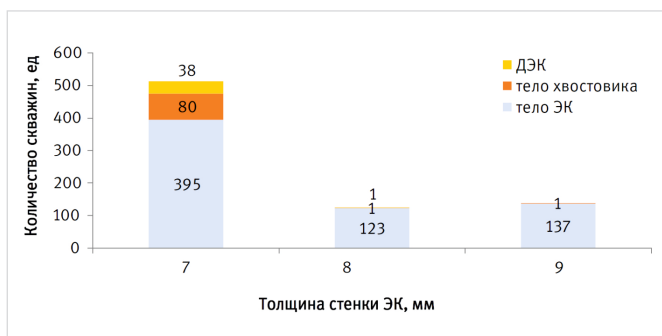


Рис. 3. Распределение НЭК по толщинам стенок колонны  
Fig. 3. Distribution of leakages by casing wall thickness

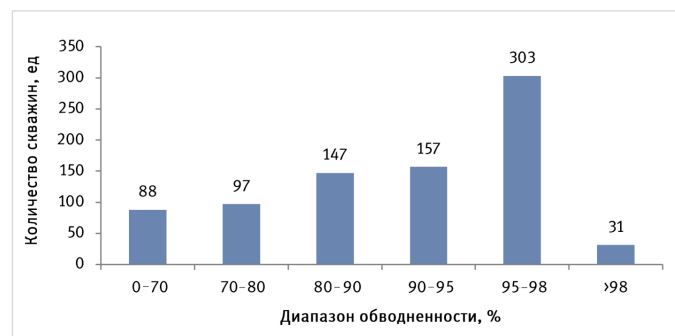


Рис. 4. Распределение НЭК по обводненности скважинной продукции  
Fig. 4. Distribution of leakages by water-cut of well streams

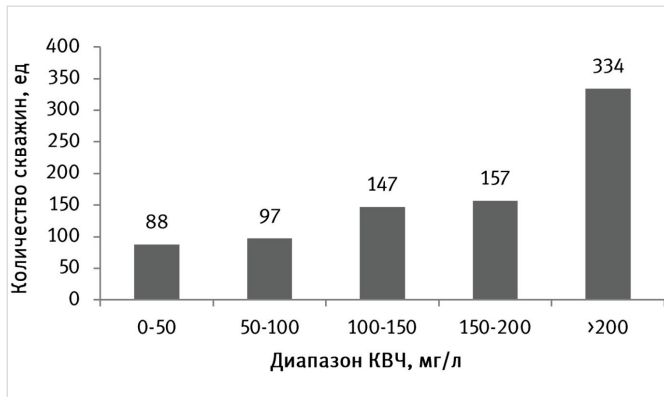


Рис. 6. Распределение НЭК по диапазонам КВЧ  
Fig. 6. Distribution of leakages by solids size

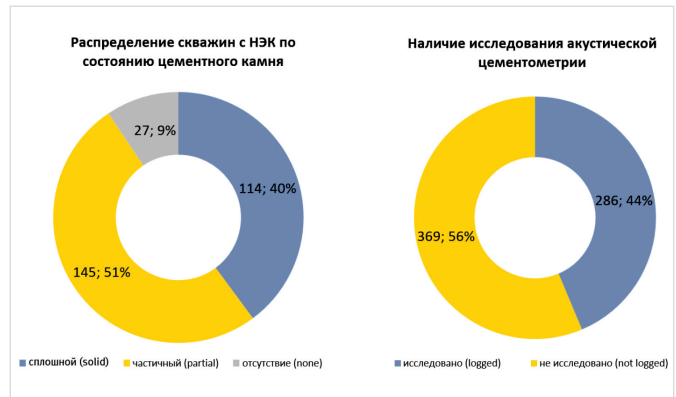


Рис. 7. Распределение НЭК по качеству цементного камня  
Fig. 7. Distribution of leakages by cement quality

Наиболее подвержены образованию НЭК колонны с меньшей толщиной стенки во всех существующих диаметрах (данные представлены в таблице 1).

Табл. 1. Распределение количества скважин с НЭК от диаметра эксплуатационной колонны и толщины стенки  
Tab. 1. Distribution of wells with leakages vs. casing diameter and wall thickness

Диаметр ЭК Casing D	Толщина стенки Wall Thickness			Итого TOTAL
	7	8	9	
102	6%	0%	0%	6%
114	4%	0%	0%	4%
120	1%	0%	0%	1%
140	10%	3%	0%	13%
146	16%	5%	1%	22%
168	28%	7%	14%	49%
178	0%	3%	2%	5%
Итого TOTAL	65%	18%	17%	100

На рисунке 6 представлено распределение скважин с НЭК в зависимости от количества взвешенных частиц (КВЧ) в скважинной жидкости. Диаграмма показывает увеличение количества скважин с НЭК от роста содержания механических примесей в скважинной жидкости. Данный факт связан с тем, что выносимые со скважинной жидкостью частицы на месторождении имеют высокий индекс агрессивности, так как в составе имеются частички кварца, которые приводят к ускорению эрозийных процессов.

По выявленным НЭК в теле ЭК стоит отметить, что такого типа НЭК максимальное количество — всего 655 скважин. Средняя наработка таких скважин составляет 30 лет, при этом стоит учитывать, что наработка ЭК не зависит от состояния цементного камня, так как скважины находятся в равнозначных по величине группах, как с частичным цементом и его отсутствием (60 %), так и со сплошным (40 %). Оценка качества цемента представлена на рисунке 7.

Еще одним фактором, влияющим на образование НЭК, является историческая глубина спуска установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). Историческая глубина — это медиана всех глубин УЭЦН.

На рисунке 8 приведен анализ по распределению НЭК по стволу скважины: выше подвески глубинно-насосного оборудования (ГНО)

расположен 41 НЭК (7 %), в зоне подвески ГНО 395 НЭК (60 %), 219 (33 %) расположены ниже ГНО и до интервала перфорации. Зона подвески ГНО составляет 50 м (выбрана в связи со средней длиной УЭЦН 30 метров и изменением глубины спуска из-за ремонтных насосно-компрессорных труб (НКТ), нехватки кабеля при спуске насоса или подъема УЭЦН на 2 НКТ при снижении изоляции в кабельном вводе). Таким образом, 93 % НЭК расположены в интервале от глубины спуска ГНО до интервала перфорации (ИП), то есть основным местом образования негерметичностей является участок ЭК, который находится в соприкосновении с движущимся потоком добываемой жидкости, что доказывает одновременное протекание коррозионно-эрозийных процессов. Высокая концентрация НЭК в зоне подвески УЭЦН обусловлена сужением проходного сечения в зоне насоса, которое в сочетании с вибрацией погружного оборудования, агрессивностью среды, скоростью потока и содержанием КВЧ приводит к протеканию коррозионных и эрозийных процессов (особенно в районе погружного электродвигателя (ПЭД)).

Для подтверждения влияния ГНО на ускорение эрозийно-коррозионных процессов в скважине проведен анализ, учитывающий историческую глубину спуска ГНО (медиана всех глубин за историю эксплуатации скважины) и текущую глубину спуска ГНО в сопоставлении с глубиной образования НЭК. Как видно из рисунка 9, расстояние между НЭК и текущей глубиной спуска ГНО составляет 47 м, а расстояние между НЭК и исторической — 13 м.

Далее были рассмотрены две выборки скважин для подтверждения данного вывода. Первая группа скважин с изменением глубины спуска более чем на 30 м и вторая группа без изменения исторической глубины. На скважинах, где было изменение глубины спуска ГНО во время эксплуатации, наработка ЭК составила на 5 лет выше по сравнению с теми скважинами, где глубина спуска подземного оборудования не изменялась (рис. 10).

Помимо влияния ГНО на образование НЭК выявлена прямая зависимость — с ростом зенитного угла по стволу скважины наблюдается снижение наработки ЭК, причиной тому могут быть следующие факторы:

- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) [1];
- КРН-дефект является разновидностью коррозионной повреждаемости металла, развивающийся при одновременном

воздействии коррозионно-активной среды и статических или низкочастотных циклических напряжений растяжения (приложенных или остаточных);

- образование 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].

На приведенных рисунках 11–12 видно, что на скважинах с зенитным углом

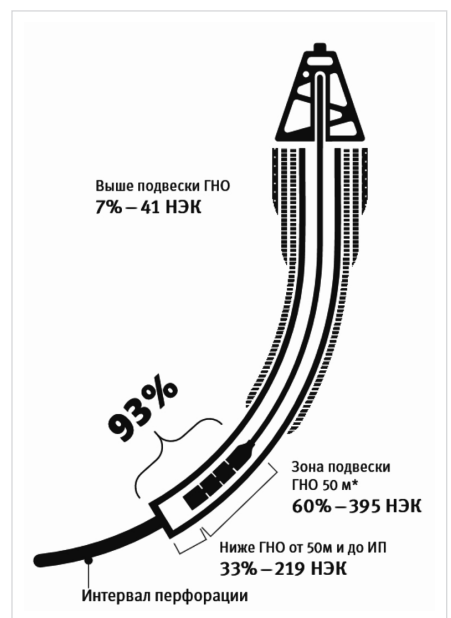


Рис. 8. Расположение НЭК по стволу ЭК  
Fig. 8. Location of leakages along the wellbore



Рис. 9. Распределение средних глубин НЭК, текущей и исторической глубин спуска ГНО  
Fig. 9. Distribution of the average depths of leakage, the current and historical depths of downhole pumps

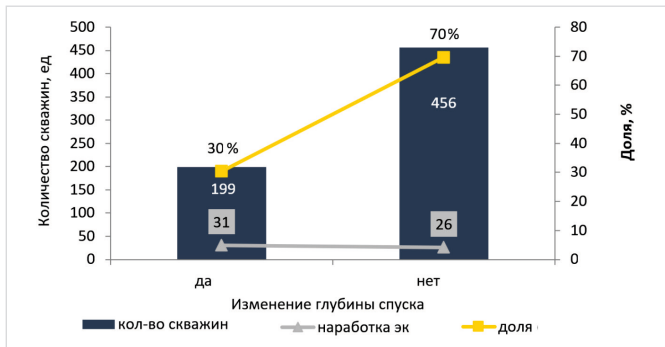


Рис. 10. Распределение скважин с НЭК в зависимости от изменения глубины спуска на 30 метров и более  
 Fig. 10. Distribution of wells with leakages vs. change in the running depth by 30 meters or more

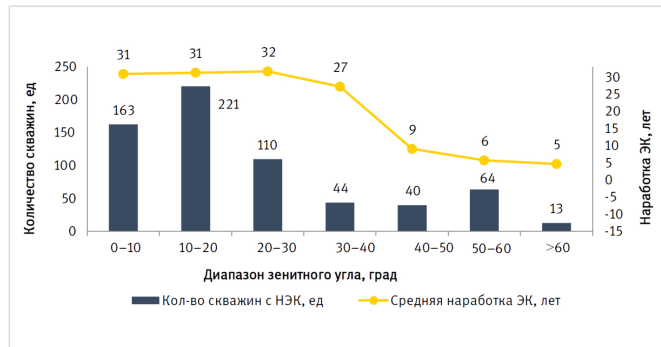


Рис. 11. Распределение скважин с НЭК в зависимости от зенитного угла  
 Fig. 11. Distribution of wells with leakages vs. the zenith angle

до 40 градусов наблюдается коррозионно-эрозионное разрушение ЭК, т.к. наработка ЭК составляет в среднем, 30 лет, в диапазоне зенитного угла от 40 градусов и выше средняя наработка составляет всего 7 лет.

По завершении аналитической работы выбраны подтвержденные корреляции для включения факторов в список критериев, которые будут заложены в рейтингование фонда скважин и составления прогноза по выбытию из-за НЭК в будущем периоде:

- возраст ЭК;
- обводненность скважинной продукции;
- скорость потока по стволу;
- толщина стенки ЭК;
- зенитный угол ЭК;
- значение КВЧ.

Авторы отмечают, что было рассмотрено множество зависимостей: влияние количества ГРП или ОПЗ, азимутального угла, типоразмера насоса и двигателя, состоящие цементного камня, минерализации, осложняющих факторов при эксплуатации скважины, остановок по снижению изоляции, но по данным параметрам зависимости отсутствуют. Помимо этого, были исследованы пробы с кузовных насосных станций на предмет выявления некачественной подготовки закачиваемой воды в систему поддержания пластового давления, но на всех объектах вода соответствует требованиям.

В лабораторной части были отобраны пробы со всех эксплуатируемых пластов месторождения для определения скорости коррозии по пластам и включения данного фактора в рейтингование фонда. Основным компонентом, влияющим на скорость коррозии, оказалось содержание углекислого газа. В пробах сероводород и сульфатвосстанавливающие бактерии представлены в минимальных количествах. На основании этого сделан вывод, что на месторождении оборудование подвержено влиянию углекислотной коррозии.

Для прогноза образования НЭК был выбрана математическая модель нечетких множеств ранжирования скважин по признаку вероятности выбытия по НЭК, основанная на корреляционных зависимостях, представленных в аналитической и лабораторных частях [3]. Данная модель была выбрана в связи с тем, что имеется большое количество методов прогнозирования углекислотной коррозии, которые с различной степенью точности моделируют скорость коррозионного разрушения для тех условий, на основе которых она получена, но они не показывают высокую сходимость. Наибольшую степень сходимости

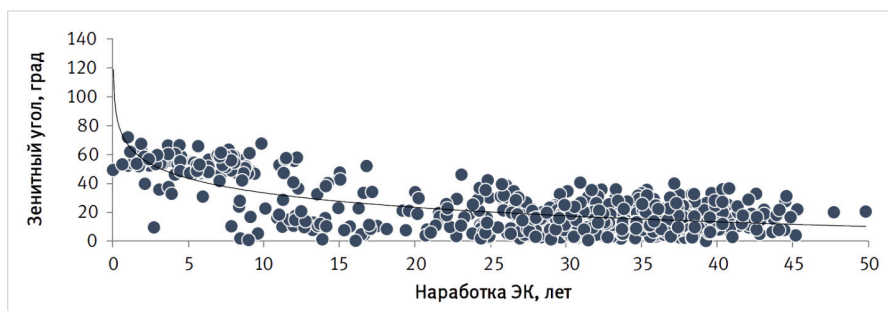


Рис. 12. Распределение наработки ЭК от зенитного угла  
 Fig. 12. Distribution of casing operating time vs. zenith angle

показывает модель Де Ваарда-Мильямса. Модель описывает фактические скорости коррозии со значением коэффициента детерминации, равным 0,47. Коэффициент детерминации очень мал ввиду выхода точек сходимости из зависимости в значениях температур больше 40 градусов [4].

Комплексный коэффициент ( $K_{total}$ ) по скважине рассчитывается по следующей формуле (пример расчета показан на рисунке 13):

$$S_i = k_1 + k_2 + \dots + k_n,$$

где  $S_i$  — сумма множителей коэффициентов  $1-n$ ;  $i$  — порядковый номер скважины;

$k$  — множитель;  $K_{total} = (S_i - S_{min}) / (S_{max} - S_{min})$ .  
 На основании коэффициента строится рейтинг скважин (рисунок 14), который показывает группы по вероятности образования негерметичности.

Критерий	Мин	Интерполяция					Макс
		1	2	3	4	5	
Возраст ЭК, лет	0	9	18	27	36	45	54
k(1)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Обводненность, %	0	15	30	50	70	85	100
k(2)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Скорость потока, м/с	0	1	2	3	4	5	6
k(3)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Толщина стенки ЭК, мм	12	11	10	9	8	7	6
k(4)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Скорость коррозии (ЛИ), мм/год	0,018	0,08	0,15	0,2	0,27	0,34	0,4
k(5)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Зенитный угол, град	0	15	30	45	60	75	90
k(6)	1	0,16	0,33	0,5	0,66	0,83	0
КВЧ, мг/л	71	111	151	190	230	270	310
k(7)	1	0,83	0,66	0,5	0,33	0,16	0

Рис. 13. Критерии для рейтингования скважин  
 Fig. 13. Well rating criteria



Рис. 14. Рейтингование действующего фонда скважин по признаку выбытия по НЭК  
Fig. 14. Existing well stock rating based on leaking wells decommissioning

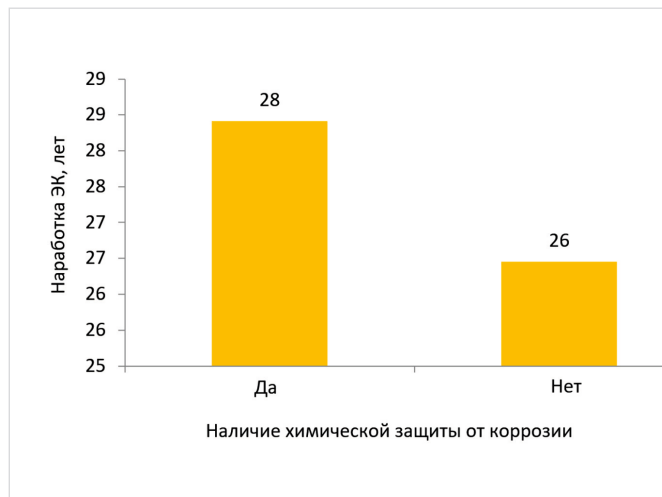


Рис. 15. Нарботка ЭК в зависимости от наличия защиты ингибитора коррозии  
Fig. 15. Casing operating time vs. availability of corrosion inhibitor

На основании рейтинга могут быть применены различные методы по отсрочке образования негерметичности. Авторы предлагают следующие методы: исключение проведения оптимизаций с увеличением типоразмера УЭЦН, периодическое изменение глубины спуска УЭЦН, применение ингибиторов коррозии (ИК) с защитой интервала ЭК от забоя и до приема насоса. Эффективность применения ИК с закачкой в затрубное пространство представлена на рисунке 15, наработка составила на 2 года выше по сравнению со скважинами без защиты. Низкая степень защиты связана с тем, что при таком методе большая часть ИК всасывается насосом и только незначительная часть доходит до забоя и до приема насоса. Эффективность применения ИК с закачкой в затрубное пространство представлена на рисунке 15, наработка составила на 2 года выше по сравнению со скважинами без защиты. Низкая степень защиты связана с тем, что при таком методе большая часть ИК всасывается насосом и только незначительная часть доходит до забоя и до приема насоса. Но на действующем фонде скважин ни один метод не позволит исключить образования НЭК.

Возможный способ исключить разгерметизацию колонн — это применение обсадных колонн с легирующими элементами в составе металла. Процентное содержание подбирается исходя из условий месторождения на основании стендовых испытаний с различными режимами работы скважины.

#### Итоги

Работа позволила выявить новые факторы, влияющие на образование НЭК, разработать новые мероприятия по защите ЭК от разгерметизации и выбрать наиболее эффективные существующие методы. По результатам исследования внедрен метод по периодическому изменению глубины спуска

УЭЦН на скважинах и определены два метода по защите действующего фонда скважин, а именно заправка ингибитора коррозии в пласт и применение капсульного ингибитора с нагрузкой на забой скважины. Они позволят защищать наиболее уязвимый участок эксплуатационной колонны. Но данные методы не смогут предотвратить образование негерметичности, а только отсрочить. Для исключения коррозии ЭК необходимо строительство скважин с обсадными колоннами, содержащими легирующие элементы, это единственный эффективный способ борьбы с коррозией и эрозией. Для сокращения затрат предлагается спуск комбинированных обсадных колонн, т.е. до глубины спуска насоса обычного исполнения, а после — с легирующими элементами. Для подбора содержания легирующих элементов в ЭК необходимо провести стендовые испытания с добавлением углекислого газа, КВЧ в жидкость на разных скоростях потока на образцах металла с разным процентным содержанием легирующих элементов.

Авторами предложен инструмент прогнозирования очереди выбытия скважин, который позволяет объединить все критерии, от которых зависит НЭК по результатам статистического анализа, в один многофакторный критерий, после чего скважины возможно отранжировать по вероятности выбытия.

#### Выводы

По итогам статистического анализа выявлено, что:

1. Основной объем НЭК (79 %) выявлен в теле обсадных колонн преимущественно в стенках 7 мм со средней наработкой ЭК 30 лет.
2. 93% НЭК расположены в интервале от глубины спуска ЭЦН до интервала

перфорации, из которых 60% образованы в интервале ГНО, а 33 % между ГНО и интервалом перфорации.

3. Катализаторами протекания коррозионных процессов являются:
  - рост доли воды в продукции с наличием растворенного углекислого газа;
  - эрозийная структура потока, зависящая от скорости, количества КВЧ и конструкции скважины;
  - погружное оборудование УЭЦН в районе ПЭД на протяжении всей истории эксплуатации, а не только последнего спуска;
  - зенитный угол, который влияет на коррозионное растрескивание под напряжением.
4. Главной причиной образования НЭК является локальная внутренняя коррозия ЭК в интервале от забоя до скважины до приема насоса.

#### Литература

1. Конакова М.А., Теплинский Ю.А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. СПб.: Инфо-да, 2004. 358 с.
2. Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Локальная CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. Уфа: РН-БашНИПИнефть, 2022. 296 с.
3. Пичугин О.Н., Прокофьева Ю.З., Александров Д.М. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования // Нефтепромысловое дело. 2013. № 11. С. 69–75.
4. Байдин И.И. Повышение эффективности работы систем добычи и подготовки газа из нижнемеловых отложений в осложненных условиях эксплуатации. Диссертация. Москва: 2023.

#### ENGLISH

#### Results

The study allowed to identify new factors affecting the initiation of leakages, and to develop new measures to protect the casing from pressure loss, as well as to select the most efficient among existing methods. According to the results of the study, a method was introduced which implies regular changes of the ESP running depth and two methods were identified to protect the existing well stock, namely, squeezing a pill

of corrosion inhibitor into the formation and using a capsule inhibitor injected at the well bottom which allow to protect the most vulnerable section of the production casing. But these methods will not be able to prevent the occurrence of leakages, but can only delay the process. To eliminate casing corrosion, casings containing alloying elements should be used, this is the only effective way to control corrosion and erosion. To reduce costs, it is proposed to lower the combined casing strings,

i.e. to the depth of the descent of the pump of the usual design, and then with alloying elements. To select the content of casing alloying elements, bench tests must be conducted with carbon dioxide and solids added into the liquid at various flow rates on metal samples with various percentages of alloying elements.

The authors have proposed a tool for predicting the order of well decommissioning, which allows combining all the leakage criteria (based on the statistical analysis) into a single multiple-factor criterion, after which wells can be ranked according to the probability of decommissioning.

### Conclusions

The statistical analysis demonstrated that:

1. The main amount of leakages (79 %) was detected in the casing body

### References

1. Konakova M.A., Teplinsky Yu.A. Stress-assisted corrosion cracking of pipe steels. St. Petersburg: Info-Da, 2004, 358 p. (In Russ).
2. Tkacheva V.E., Markin A.N. Local CO<sub>2</sub>-assisted corrosion of oilfield

- equipment. Ufa: PH-BashNIPIneft, 2022, 296 p. (In Russ).
3. Pichugin O.N., Prokofieva Yu.Z., Alexandrov D.M. Application of decision trees as an efficient method of analysis and prediction. Oilfield engineering, 2013, issue 11, P. 69–75. (In Russ).

4. Baidin I.I. Improving the performance of gas extraction and treatment systems from Lower Cretaceous deposits under complex operating conditions. Moscow: 2023. (In Russ).

2. 93 % of the leakages are located in the interval from the ESP running depth down to the perforation interval, including 60 % formed in the downhole pump setting interval, and 33% between the pump and the perforation interval.
3. Corrosion catalysts are:
  - growing share of water in well streams with dissolved carbon dioxide;
  - erosive structure of the flow depending on the rate, the number of solids, and the well design;
  - downhole ESP equipment in the area of downhole motor throughout the entire production history, not just the latest RIH;
  - zenith angle which affects stress-assisted corrosion cracking.
4. The main cause of leakages is the local internal casing corrosion in the interval from the well bottom up to the pump inlet.

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Набиуллин Артур Шамилович**, главный специалист отдела борьбы с осложнениями на механизированном фонде скважин, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия  
Для контактов: [asnabiullin@tnnc.rosneft.ru](mailto:asnabiullin@tnnc.rosneft.ru)

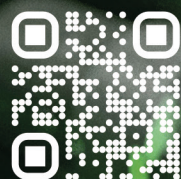
**Синицына Татьяна Ивановна**, начальник управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Воронцов Сергей Юрьевич**, начальник отдела новых технологий, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

**Nabiullin Artur Shamilevich**, chief specialist, department for complications control at the artificial lift wells, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [asnabiullin@tnnc.rosneft.ru](mailto:asnabiullin@tnnc.rosneft.ru)

**Sinitsyna Tatyana Ivanovna**, head of the production engineering division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

**Vorontsov Sergey Yurievich**, head of new technologies department, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia



expoz.ru

# 3D

## АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ