

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 228-235. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 6. P. 228-235. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 553.982.23.053

DOI: 10.17122/ngdelo-2023-6-228-235

ПРАКТИЧЕСКАЯ ПРИМЕНИМОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К ОБСАДНЫМ ТРУБАМ, ПРИМЕНЯЕМЫМ В УСЛОВИЯХ ПРИСУТСТВИЯ СЕРОВОДОРОДА В СОСТАВЕ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Антон Сергеевич Сусоев^{1,2}, Максим Евгеньевич Коваль^{1,2},

Денис Александрович Федосеев^{1,2}

¹Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

²ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Автор, ответственный за переписку

Антон Сергеевич Сусоев, susoevas@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. Оптимальное соотношение уровня технологичности применяемых решений и их стоимости — это одна из ключевых задач при планировании и проектировании строительства скважин. Согласно [1], а также Инструкции по расчету обсадных колонн, в условиях наличия сероводорода в пластовом флюиде в зависимости от количества его содержания и парциального давления, конструкция скважины должна предусматривать обсадные трубы в сероводородостойком исполнении. Однако, строительство скважин в Волго-Уральском регионе, где большая часть месторождений с содержанием H_2S , ведется около 100 лет, и при этом серьезных инцидентов или аварий, связанных с разрушением обсадных труб от воздействия механизма сульфидно-коррозионного растрескивания под напряжением, не выявлено. Кроме того, по результатам анализа информации результатов промыслово-геофизических исследований скважин по определению технического состояния эксплуатационных колонн установлено, что отсутствует зависимость между случаями выявленной негерметичности колонны на скважинах и уровнем содержания сероводорода. В связи с этим возникла необходимость актуализировать требования к расчету конструкции скважин в условиях наличия незначительного количества сероводорода в пластовом флюиде. В рассматриваемом случае при расчетах обсадных колонн ограничение уровня напряжений в обсадных трубах, возникающего при действии растягивающих нагрузок и избыточных давлений, производится за счет введения коэффициента снижения несущей способности. Иными словами, данный коэффициент соответствует отношению пороговых (испытательных) напряжений при испытаниях образцов на сульфидно-коррозионное растрескивание под напряжением к величине нормативного минимального предела текучести стали соответствующей группы прочности. Исходя из этого, был проведен анализ эксплуатационных нагрузок, действующих на обсадные колонны в скважинах Волго-Уральского региона, и выявлен потенциал для снижения порогового напряжения при проведении лабораторных испытаний образцов из обсадных труб на сульфидно-коррозионное растрескивание под напряжением. По результатам анализа результатов лабораторных испытаний образцов на сульфидное растрескивание под напряжением в модельной среде по эксплуатационным условиям определено, что для бесшовных обсадных труб групп прочности

Ключевые слова

H_2S ; СКРН; сероводород; сульфидно-коррозионное растрескивание под напряжением; металлография; конструкция скважины; расчет обсадных колонн

N80Q и R95 пороговое напряжение может быть установлено 60 % от минимального предела текучести. Данная статья является продолжением публикации работы по разработке технических требований к обсадным трубам.

Для цитирования

Сусоев А.С., Коваль М.Е., Федосеев Д.А. Практическая применимость технических требований к обсадным трубам, применяемым в условиях присутствия сероводорода в составе пластового флюида // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 228-235. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-228-235>.

Original article

PRACTICAL APPLICABILITY OF TECHNICAL REQUIREMENTS FOR CASING PIPES USED IN THE PRESENCE OF HYDROGEN SULFIDE IN THE FORMATION FLUID

Anton S. Susoev^{1,2}, Maksim E. Koval^{1,2}, Denis A. Fedoseev^{1,2}

¹Samara state technical university, Samara, Russia

²SamaraNIPIneft LLC, Samara, Russia

Corresponding author

Anton S. Susoev, susoevas@samnipi.rosneft.ru

Abstract. The optimal ratio of the level of manufacturability of the applied solutions and their cost is one of the key tasks in planning and designing well construction. According to [1] as well as the Casing Design Instructions, in the presence of hydrogen sulfide in the formation fluid, depending on the amount of its content and partial pressure, the well design must provide for casing pipes in a hydrogen sulfide-resistant design. However, the construction of wells in the Volga-Ural region, where most of the fields with H₂S content are carried out for about 100 years, and at the same time there were no serious incidents or accidents associated with the destruction of casing pipes from the impact of the mechanism of sulfide-corrosion cracking under stress. In addition, based on the results of analysis of the results of well logging to determine the technical condition of the production strings, it was established that there is no relationship between the cases of revealed casing leaks in the wells and the level of hydrogen sulfide content. In this regard, it became necessary to update the requirements for calculating the design of wells in the presence of a small amount of hydrogen sulfide in the formation fluid. In this case, when calculating casing strings, the level of stress in casing strings arising from tensile loads and overpressures is limited due to the introduction of a factor for reducing the bearing capacity. In other words, this factor corresponds to the ratio of threshold (test) stresses during tests of samples for sulfide-corrosion cracking under stress to the value of the standard minimum yield strength of steel of the corresponding strength group. Based on this, an analysis of the production loads on the casing strings in the wells of the Volga-Ural region was carried out, and the potential for reducing the threshold stress was identified during laboratory tests of samples from casing strings for sulfide-corrosion cracking under stress. Based on the results of analysis of the results of laboratory tests of samples for sulfide cracking under stress in a model medium, it was determined by operating conditions that for seamless casing pipes of strength groups N80Q and R95, the threshold stress can be set to 60% of the minimum yield strength. This article is a follow-up to the publication of the casing specification.

Keywords

statistical methods of analysis; in-line technical diagnostics; main pipelines; Gumbel distribution; the Anderson-Darling consent criterion; analysis of extreme values

For citation

Susoev A.S., Koval M.E., Fedoseev D.A. Prakticheskaya primenimost' tekhnicheskikh trebovanij k obsadnym trubam, primenyaemym v usloviyah prisutstviya serovodoroda v sostave plastovogo flyuida // [Practical applicability of technical requirements for casing pipes used in the presence of hydrogen sulfide in the formation fluid] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 6. pp. 228-235. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-228-235>.

Введение

В начале 2023 года был анонсирован результат проделанной работы по определению пороговых значений нагрузок, оказываемых на обсадные трубы с различными марками стали при спуске и эксплуатации в условиях наличия сероводорода. Технические требования к обсадным трубам, разработанные по итогу работы, вызвали достаточно широкий резонанс среди нефтегазодобывающих компаний, учитывая существенный потенциал оптимизации затрат на материально-технические ресурсы. Однако, от некоторых представителей индустрии звучали комментарии о неполноте проведенных исследований в части анализа микроструктуры шлифов после воздействия сероводорода. На данный момент работа продолжается, запланированы испытания образцов для условий очередного нефтегазодобывающего предприятия с применением исследований металлографии, в том числе в рамках отработки ранее полученных замечаний.

Краткое описание проделанной работы, опубликованной ранее в статье [2]. Согласно разделу 12 инструкции [3] для расчета обсадных колонн нефтяных и газовых скважин в присутствии сероводорода в пластовом флюиде необходимо ограничить уровень напряжений от действия осевых нагрузок растяжения и внутренних давлений, поэтому используется коэффициент снижения несущей способности. Данный коэффициент представляет собой отношение испытательных (пороговых) напряжений к значению минимального нормативного предела текучести материала, приложенных к образцам при испытании на СКРН. Кроме того, при проведении расчетов на сжимающие нагрузки (смятие), коэффициент снижения несущей способности равен 1,0 и не применяется.

Также в п. 1.4.2 [4] приводится следующее примечание, что для рассчитываемой на растяжение и внутреннее давление секции эксплуатационной, а также последней технической колонны, которые спускаются перед вскрытием пласта с сероводородосодержащими флюидами, разрешается использовать обсадные трубы из несероводородостойких сталей, если напряжения от осевой нагрузки растяжения и внутренних избыточных давлений не выше чем 20 % от значения нормативного минимального предела текучести.

Таким образом, уровень эксплуатационных нагрузок, оказывающих действие на обсадную колонну, составляют только осевые нагрузки растяжения и внутреннее давление. Поэтому уровень напряжения от нормативного минимального предела текучести материала обсадных труб принимается:

— отношение значения нагрузки растяжения от собственного веса обсадной колонны в воздухе к значению предельно допустимой растягивающей нагрузки, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести;

— отношение значения наибольшего внутреннего избыточного давления к значению предельно допустимого внутреннего давления, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести.

На рисунках 1–4 изображены зависимости уровня напряжений от нормативного минимального предела текучести материала при воздействии эксплуатационных нагрузок для вариантов обсадных труб диаметром 245 и 178 мм разных толщин стенок и групп прочности.

Анализ уровня эксплуатационных нагрузок отображает потенциал выбора обсадных труб до значения 60 % от нормативного минимального предела текучести стали, который представляет собой пороговое напряжение при проведении лабораторных испытаний на стойкость к СКРН.

По результатам анализа результатов лабораторных испытаний образцов из обсадных труб на сульфидное растрескивание под напряжением (СКРН) по методу А в соответствии с требованиями NACE TM 0177-2016 в модельной среде по эксплуатационным условиям определено:

— для обсадных труб в бесшовном исполнении групп прочности R95 пороговое напряжения испытания на СКРН принимается значение 60 % от нормативного минимального предела текучести;

— для обсадных труб в бесшовном исполнении групп прочности N80 (тип Q) пороговое напряжения испытания на СКРН принимается значение 60 % от нормативного минимального предела текучести [2].

На практике можно выделить два типа растрескивания по механизму коррозионного растрескивания под напряжением: первое — это зарождающееся и распространяющееся

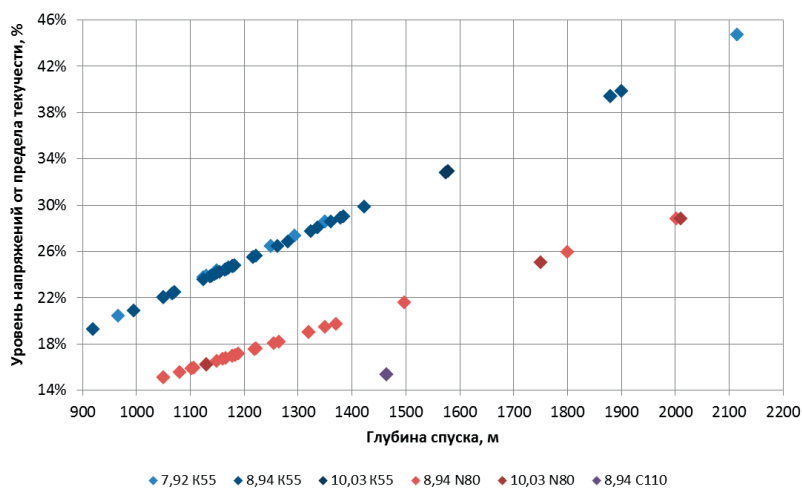


Рисунок 1. Зависимость уровня напряжений от осевой нагрузки растяжения для обсадных труб диаметром 245 мм от их глубины спуска

Figure 1. Dependence of stress level on axial tension load for 245 mm casing pipes on their running depth

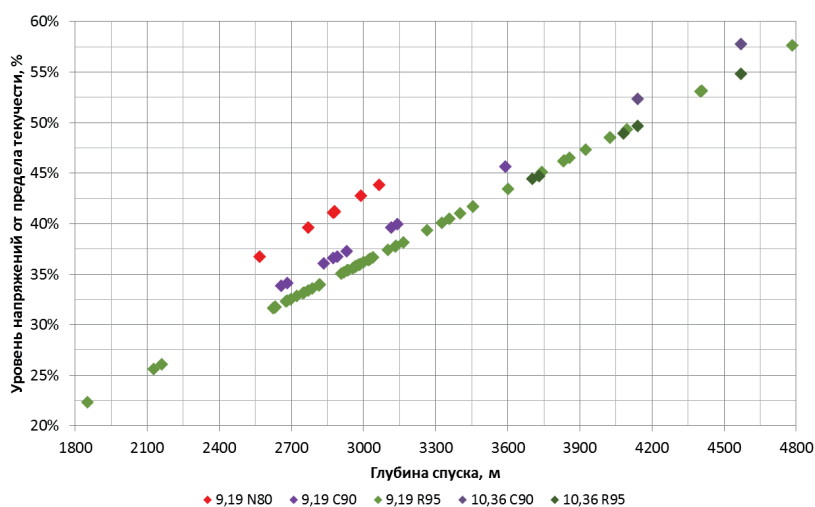


Рисунок 2. Зависимость уровня напряжений от осевой нагрузки растяжения для обсадных труб диаметром 178 мм от их глубины спуска

Figure 2. Stress level versus tensile axial load for 178 mm casings versus running depth

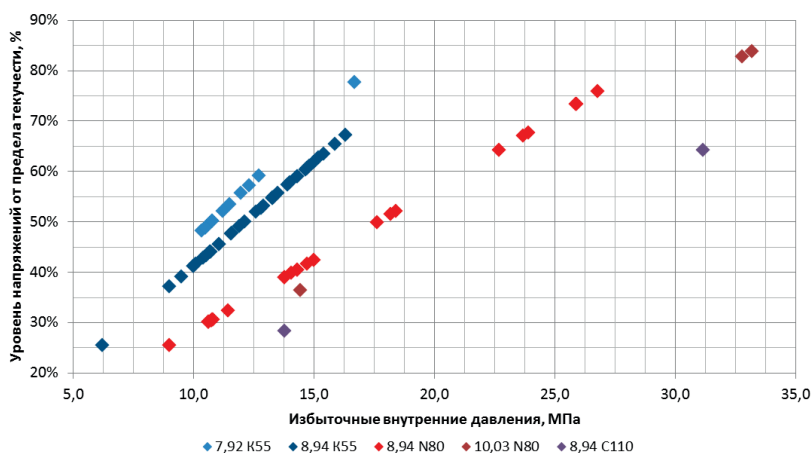


Рисунок 3. Зависимость уровня напряжений для обсадных труб диаметром 245 мм от внутренних давлений

Figure 3. Stress level for 245 mm casing vs internal pressures

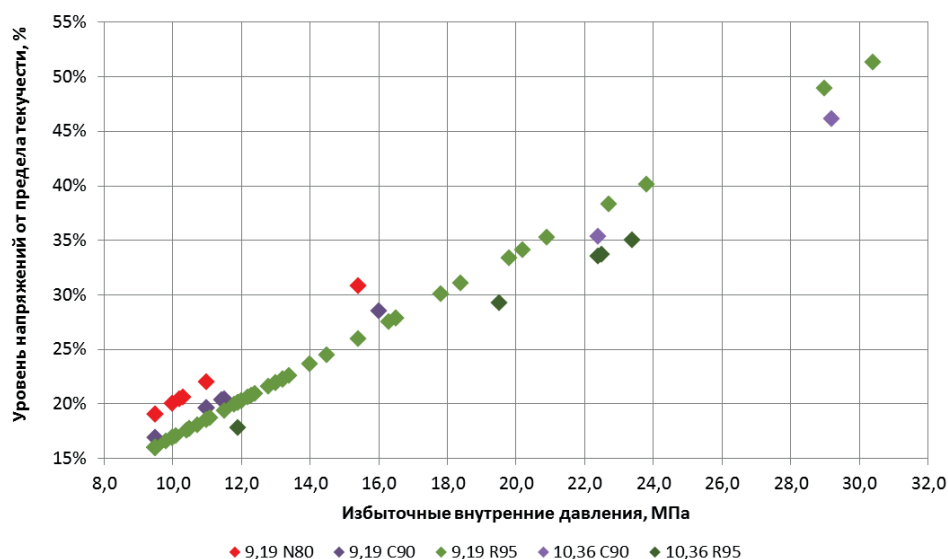


Рисунок 4. Зависимость уровня напряжений для обсадных труб диаметром 178 мм от внутренних давлений

Figure 4. Stress level for 178 mm casing vs internal pressures

перпендикулярно к линии действия нагрузки, и второе, которое образуется вследствие постепенного соединения первичных трещин, направленных параллельно к линии действия нагрузки.

Наиболее подверженными к коррозионному растрескиванию под напряжением являются стали с высоким пределом текучести, что характерно для сталей с аустенитной и аустенитно-мартенситной структурой. Так напряжения, приложенные к образцу, способствуют объединению внутренних параллельных микротрещин в глобальные трещины, которые располагаются перпендикулярно действующей осевой нагрузке. Кроме того, подобному растрескиванию наиболее подвержены сварные соединения, в которых присутствуют остаточные напряжения после сварки.

Так водород, накопившийся в структуре стали, способствует преобразованию водородных расслоений в пузыри, определяемые визуально без микроскопа. По результатам многочисленных исследований известно, что газ в таких пузырях состоит на 99,5 % из водорода, при этом давление внутри может достигать порядка 20 МПа.

С целью выявления микротрещин, определения размеров и формы кристаллических зерен структуры стали, в том числе по результатам анализа изменения микроструктуры после термической, химико-термической и обработки металлов давлением необходимо

выполнять исследования с применением металлографии под оптическим микроскопом. Данные исследования позволяют показать строение металлов и сплавов, их форму, размеры и взаимное расположение, обнаружить частицы неметаллических включений, различные фазы в металле, микродефекты и дефекты кристаллического строения. По результатам возможно провести оценку качества термической обработки. В процессе проведения исследований используются различные растворы кислот или щелочей, с добавлением солей. Проводится химическое травление поверхности образца путем погружения в травящий реактив и последующего его. В результате происходит растворение одних фаз, окисление и окрашивание других на поверхности шлифа образца.

В ближайшее время планируется завершить следующий этап данной работы — разработать технические требования для следующего нефтегазодобывающего общества в рамках сформированных условий эксплуатации. В качестве эксперимента, по результату испытаний образцов, планируется провести металлографический анализ микроструктуры шлифов. Испытания на стойкость образцов к СКРН по методу «А» NACE TM0177 не предусматривают обязательного исследования металлографией, но для чистоты эксперимента данная работа запланирована.

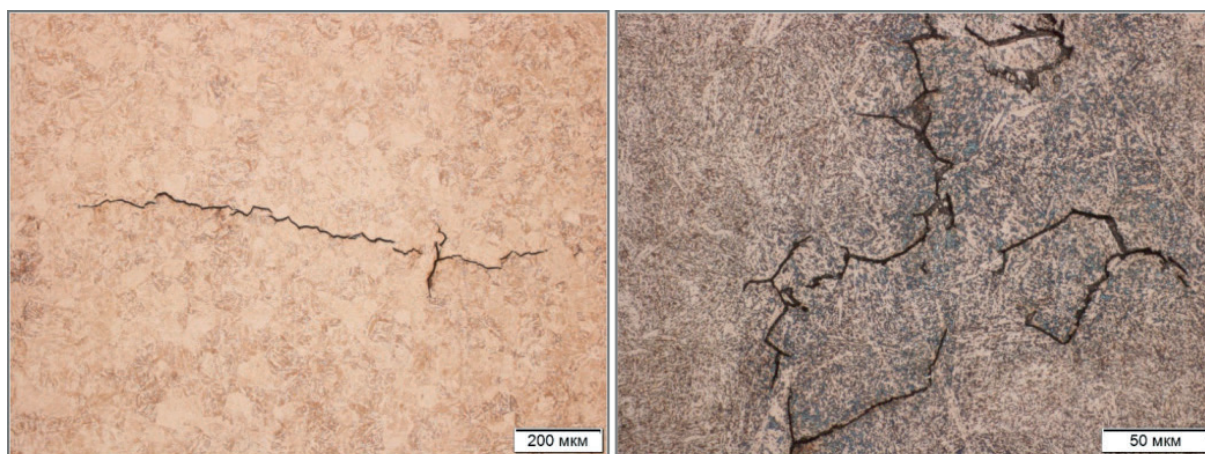


Рисунок 5. Увеличенные изображения трещин на поверхности образцов после СКРН

Figure 5. Enlarged images of cracks on the surface of samples after OSR

Выводы

Согласно стандарту NACE TM0177 для всех материалов, разрушением является полное разделение частей образца или наличие трещин на расчетном участке образца, видимых при 10-кратном увеличении после 720-часового испытания. Чтобы определить, являются ли трещины на расчетном участке образца свидетельством растрескивания под

действием внешних факторов, могут использоваться методики исследования с применением металлографии, растровой микроскопии или механических испытаний. Если подтверждается, что причиной возникновения трещин не является растрескивание под действием внешних факторов, то образец выдержал испытание [5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральные нормы и правила в области пФедеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534.
2. Федосеев Д.А., Сусоев А.С., Коровин И.Ю. [и др.]. Разработка технических требований к обсадным трубам, применяемым при наличии сероводорода в составе пластового флюида // Нефтяное хозяйство. 2023. № 5. С. 123-126. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-5-123-126.
3. Инструкция по расчету обсадных колонн нефтяных и газовых скважин. М.: 1997.
4. Особенности расчета обсадных и лифтовых колонн газовых скважин, контактирующих с флюидами, содержащими сероводород. М.: ВНИИГаз, 1989. 54 с.
5. NACE TM 0177-2016 Laboratory Testing of Metals for Resistance to Specific Forms of Environmental Cracking H2S Environments.
6. Федосеев Д.А., Кузичев Б.Ф. Обсадные трубы и НКТ для эксплуатации в условиях углекислотной агрессии // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 10 (263). С. 46-48.
7. Конищев К.Б., Семенов А.М., Чабан А.С. [и др.]. Особенности механизма коррозионного растрескивания под напряжением металла труб в средах, содержащих

сероводород и диоксид углерода // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2019. № 3 (40). С. 60-66.

8. Иоффе А.В., Тетюева Т.В., Выбойщик М.А. [и др.]. Коррозионно-механическое разрушение насосно-компрессорных труб из углеродистых и легированных сталей при эксплуатации в средах, содержащих сероводород // Металловедение и термическая обработка металлов. 2012. № 10 (688). С. 4-9.

9. ГОСТ Р 53679-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие положения при отборе трещиностойчивых материалов. М.: Стандартинформ, 2011.

10. ГОСТ Р 53678-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов. М.: Стандартинформ, 2011.

11. ГОСТ 31446-2017 Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия. М.: Стандартинформ, 2017.

12. Pargeter R.J. Paper 143, Corrosion 2000, NACE International, Orlando, Florida, USA, 26-31 March 2000.

13. NACE TM0284-2011 Evaluation of Pipeline and Pressure Vessel Steels for Resistance to Hydrogen-Induced Cracking.

REFERENCES

1. *Federal'nye normy i pravila v oblasti promyshlennoj bezopasnosti «Pravila bezopasnosti v neftyanoj i gazovoj promyshlennosti», utverzhdennye prikazom Federal'noj sluzhby po ekologicheskomu, tekhnologicheskomu i atomnomu nadzoru ot 15.12.2020 № 534*. [Federal Norms and Rules in the Field of Industrial Safety «Safety Rules in The Oil and Gas Industry,» Approved by Order of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision No. 534 of 15.12.2020. [in Russian].
2. Fedoseev D.A., Susoev A.S., Korovin I.Yu. [et al.]. Razrabotka tekhnicheskikh trebovanij k obsadnym trubam, primenyaemym pri nalichii serovodoroda v sostave plastovogo flyuida [Development of Technical Requirements for Casing Pipes Used in the Presence of Hydrogen Sulfide in the Formation Fluid]. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil industry*, 2023, No. 5, pp. 123-126. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-5-123-126. [in Russian].
3. *Instrukciya po raschetu obsadnykh kolonn neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Oil and Gas Well Casing Design Manual]. Moscow, 1997. [in Russian].
4. *Osobennosti rascheta obsadnykh i liftovykh kolonn gazovykh skvazhin, kontaktiruyushchih s flyuidami, soderzhashchimi serovodorod* [Features of Calculation of Casing and Tubing Strings of Gas Wells in Contact with Fluids Containing Hydrogen Sulfide]. Moscow, VNIIGaz, 1989. 54 p. [in Russian].
5. NACE TM 0177-2016 Laboratory Testing of Metals for Resistance to Specific Forms of Environmental Cracking H₂S Environments.
6. Fedoseev D.A., Kuzichev B.F. Obsadnye truby i NKT dlya ekspluatatsii v usloviyakh uglekislotoj agressii [Casing and Tubing for Operation in Conditions of Carbon Dioxide Aggression]. *Neft'. Gaz. Novacii — Oil. Gas. Innovations*, 2022, No. 10 (263), pp. 46-48. [in Russian].
7. Konishchev K.B., Semenov, A.M. Chaban A.S. [et al.]. Osobennosti mekhanizma korrozionnogo rastreskivaniya pod napryazheniem metalla trub v sredah, soderzhashchih serovodorod i dioksid ugleroda [Features of the mechanism of stress corrosion cracking of pipe metal in media containing hydrogen sulfide and carbon dioxide]. *Nauchno-tekhnicheskij sbornik Vesti gazovoj nauki — Scientific and Technical Collection News of Gas Science*, 2019, No. 3 (40), pp. 60-66. [in Russian].
8. Ioffe A.V., Tetyueva T.V., Chipper M.A. [et al.]. Korrozionno-mekhanicheskoe razrushenie nasosno-kompressornykh trub iz uglekislodistykh i legirovannykh stalej pri ekspluatatsii v sredah, soderzhashchih serovodorod [Corrosion-mechanical destruction of tubing made of carbon and alloyed steels during operation in media containing hydrogen sulfide]. *Metallovedenie i termicheskaya obrabotka metallov — Metalworking and Heat Treatment of Metals*, 2012, No. 10 (688), pp. 4-9.
9. GOST R 53679-2009 *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost'. Materialy dlya primeneniya v sredah, soderzhashchih serovodorod, pri dobyche nefii i gaza. CHast' 1. Obshchie polozheniya pri otbore treshchinoustojchivykh materialov* [State Standard R 53679-2009 Oil and Gas Industry. Materials for Use in Media Containing Hydrogen Sulfide in Oil and Gas Production. Part 1. General Provisions for The Selection of Crack-Resistant Materials]. Moscow, Standardinform, 2011. [in Russian].
10. GOST R 53678-2009 *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost'. Materialy dlya primeneniya v sredah, soderzhashchih serovodorod, pri dobyche nefii i gaza. CHast' 2. Uglekislodistye i nizkolegirovannye stali, stojkie k rastreskivaniyu, i primeneniye chugunov* [State Standard R 53678-2009 Oil and Gas Industry. Materials for use in media containing hydrogen sulfide in oil and gas production. Part 2. Carbon and low alloy cracking resistant steels and the use of cast iron. Moscow, Standardinform, 2011. [in Russian].
11. GOST 31446-2017 *Truby stal'nye obsadnye i nasosno-kompressornye dlya neftyanoj i gazovoj promyshlennosti. Obshchie tekhnicheskie usloviya* [State Standard 31446-2017 Steel Casing and Tubing Pipes for the Oil and Gas Industry. General specifications]. Moscow, Standardinform, 2017. [in Russian].
12. Pargeter R.J. Paper 143, *Corrosion 2000, NACE International*, Orlando, Florida, USA, 26-31 March 2000.
13. NACE TM0284-2011 Evaluation of Pipeline and Pressure Vessel Steels for Resistance to Hydrogen-Induced Cracking.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Антон Сергеевич Сусоев, аспирант, Самарский государственный технический университет; начальник управления инжиниринга бурения, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Anton S. Susoev, postgraduate student, Samara state technical university; head of Drilling engineering department, SamaraNIPIneft LLC, Samara, Russia
susoevas@samnipi.rosneft.ru

Максим Евгеньевич Коваль, кандидат технических наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Самарский государственный технический университет; заместитель генерального директора по инжинирингу бурения, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Maxim E. Koval, candidate of technical sciences, associate professor, Oil and gas drilling department, Samara state technical university; deputy general director for drilling engineering, SamaraNIPIneft LLC, Samara, Russia

Денис Александрович Федосеев, старший преподаватель кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых и химических производств», Самарский государственный технический университет; начальник технического отдела, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Denis A. Fedoseev, senior lecturer, Oil and gas and chemical production machinery and equipment department, Samara state technical university; head of the Technical department, SamaraNIPIneft LLC, Samara, Russia

Статья поступила в редакцию 15.08.2023; одобрена после рецензирования 12.09.2023; принята к публикации 30.11.2023.

The article was submitted 15.08.2023; approved after reviewing 12.09.2023; accepted for publication 30.11.2023.