

СОПОСТАВЛЕНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ АГРЕССИИ

Мерчева Валентина Сергеевна, доцент, кандидат технических наук

Астраханский государственный университет
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Красильникова Ольга Владимировна, кандидат технических наук

ООО «Газпром добыча Астрахань»
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Ленина, 30
E-mail: okrasilnikova@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

Коррозионное разрушение промышленного оборудования, контактирующего в процессе освоения месторождений со сложной по составу средой: нефть, газ, газовый конденсат, неуглеводородные компоненты в составе добываемой смеси, попутно извлекаемая вода и применяемые в ходе нефтегазовых технологий различного типа химические реагенты представляют особую промышленную и геологическую опасность. Ситуация осложняется высокой степенью токсичности сернистых соединений, в том числе сероводорода. Несмотря на длительный опыт эксплуатации множества сероводородсодержащих месторождений в России, ближнего и дальнего зарубежья (начиная с 50-х гг. XX столетия), одной из актуальнейших проблем, по-прежнему, остается проблема оценки эффективности ингибиторной защиты промышленного оборудования. Немаловажно, что количественное присутствие и соотношение перечисленных компонентов обусловлено множеством факторов и является для отдельно рассматриваемого вида оборудования не только строго индивидуальным, но и непостоянным даже в пределах одного месторождения. В настоящей работе выполнено обобщение теоретических исследований и практического материала по вопросу оценки эффективности ингибиторной защиты по физико-химическим показателям, проводимой на Астраханском газоконденсатном месторождении, при разработке которого основными особенностями являются высокое содержание сероводорода, диоксида углерода и попутно извлекаемой воды (особенно высоко агрессивной по типу конденсационной) в добываемом газоконденсатном сырье. Проводимый на АГКМ в рамках коррозионного мониторинга регулярный контроль эффективности ингибиторной защиты внутренней поверхности НКТ представлен следующими показателями: плотность, содержание ионов водорода (pH), марганца, железа и остаточного количества ингибитора коррозии, сероводорода, диоксида углерода и количества попутно извлекаемой воды в составе добываемой газожидкостной смеси, а внешней поверхности НКТ – физико-химической характеристикой флюида, заполняющего затрубное пространство скважины и, наконец, анализ труднорастворимых новообразований, отобранных с поверхности оборудования в периоды ремонтных работ. Необходимо отметить, что, являясь методами неразрушающего контроля, эти общепринятые методы зарекомендовали себя высокой степенью надежности и информативности коррозионного мониторинга нефтегазового оборудования. Анализ результатов контроля по показателю остаточного содержания ингибитора коррозии в постоянно поступающем потоке продукции скважин фиксирует его стабильное присутствие в количествах выше минимально допустимого значения 25 мг/дм³, что теоретически достаточно для поддержания образовавшейся защитной пленки. При этом поток проникновения водорода в структуру металла фиксируется в диапазоне значений от 0,001 до 0,12 кг/см²/сут. при максимально допустимом – 0,21 кг/см²/сут., а фиксируе-

мая средняя скорость развития коррозионного процесса по всему фонду скважин в пределах значений от 0,001 до 0,015 мм/год (при предельно-допустимом – 0,15 мм/год). Эффективность степени достаточности ингибиторной защиты подтверждается как результатами регулярно проводимых физико-химических исследований, так и результатами визуального осмотра внутренней поверхности НКТ в области от устья до 2 000 м, оценка ее состояния при этом признается удовлетворительной. Характерной чертой повреждения являются лишь незначительные коррозионные поражения глубиной до 1–2 мм.

Ключевые слова: коррозия, сероводородная коррозия, коррозионное разрушение, ингибитор коррозии, ингибиторная защита, наводораживание, труднорастворимые новообразования, попутно извлекаемая вода, конденсационный тип, нефтегазовые технологии

EVALUATING USE OF EFFECTIVE FIELD PROTECTION INHIBITOR EQUIPMENT IN AREAS WITH HIGH DEGREES OF TOXICITY

Mercheva Valentina S.

Associate Professor, C.Sc. in Technology
Astrakhan State University
20a Tatishchev st., Astrakhan, Russian Federation, 414056
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Krasilnikova Olga V.

C.Sc. in Technology
LLC «Gazprom dobycha Astrakhan»
30 Lenin st., Astrakhan, Russian Federation, 414000
E-mail: okrasilnikova@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

The article reports on corroded field equipment that was used for developing hydrocarbon fields (containing oil, gas and gas condensates) as well as non-hydrocarbon, crude mixture-laden components. It adds that this work was implemented as a step towards extracting water and using the corroded equipment for hydrocarbon technologies alongside chemical and industrial reagents under special geo-ecological conditions. The situation is complicated, the critique relates, by the high degree of toxicity of sulfur compounds, including its hydrogen sulfide content. One of the most urgent problems, the document says, remains the challenge of evaluating the effectiveness of inhibitor protection for fishing equipment. This study aims to synthesize theoretical studies in conjunction with practical material, seeking, thereby, to evaluate the effectiveness of inhibitor protection within the Astrakhan gas condensate deposit's (AGKM) physical-chemical parameters. Development of the latter, the study states, was carried out despite the high content of hydrogen sulfide, carbon dioxide and water withdrawal (especially with highly aggressive condensation) in the produced gas and condensate feedstock. Inhibitor protection related to regular corrosive monitoring at AGKM displayed the following characteristics: density, hydrogen ion content (pH), manganese and iron. During the water-extraction process, the review notes, the residual amounts of hydrogen sulfide and carbon dioxide were verified. The commentary points out, at this stage, that as non-destructive testing methods, these conventional corrosive monitoring applications for oil and gas reserves have proved highly reliable. Moreover, analysis of the test results in terms of residual corrosion inhibitor functionality has displayed a high presence of hydrogen sulfide quantities (above lower limit of 25 mg/dm³), theoretically enough to sustain the resulting protective film. The blueprint states, in conclusion, that the effectiveness of the inhibitor's adequacy protection has been confirmed as a

result of the regular physical-chemical studies and via visual inspection of the interior surface of tubing in the area from the mouth to 2000 m.

Keywords: corrosion, hydrogen sulfide corrosion, corrode, rust inhibitor, inhibitory protection, hydrogen absorption, soluble tumor, water-condensing type, hydrocarbon (oil and gas) technology

В процессе освоения месторождений промышленное оборудование контактирует со сложной по составу средой: нефть, газ, газовый конденсат, неуглеводородные компоненты в составе добываемой смеси, попутно извлекаемая вода и применяемые в ходе нефтегазовых технологий различного типа химические реагенты. Немаловажно, что количественное присутствие каждого из перечисленных компонентов обусловлено множеством факторов и является для отдельно рассматриваемого вида оборудования не только строго индивидуальным, но и непостоянным даже в пределах одного месторождения.

Практикой эксплуатации углеводородных месторождений доказано, что в реальных условиях коррозия является сложным химическим (или электрохимическим) процессом, зависящим от многих факторов и их индивидуального сочетания. В связи с этим борьба с ней должна базироваться на глубоком знании особенностей системы, понимании происходящих в ней процессов, постоянном мониторинге уровня контролируемых показателей, а также на богатом опыте борьбы с коррозионными процессами в аналогичных системах [2, 4].

В настоящей работе выполнено обобщение литературных публикаций и практического материала по вопросу оценки эффективности ингибиторной защиты по физико-химическим показателям, проводимой на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ). Основными особенностями при разработке АГКМ являются высокое содержание сероводорода, диоксида углерода и попутно извлекаемой воды (особенно высоко агрессивной по типу конденсационной) в добываемом газоконденсатном сырье [15, 16].

Ниже приведена характеристика АГКМ, раскинувшегося на площади 140 * 40 (км): глубина залегания и температура в продуктивном пласте (до 4 100 м до 110 °С, соответственно); аномально высокое содержание в добываемой пластовой смеси кислых компонентов (сероводорода – от 26 до 33 %_{мол.}, диоксида углерода – от 14 до 20 %_{мол.}), широкой группы меркаптанов (до 2,2–3г/м³), сероуглерода (до 10мг/м³), сероокиси углерода (до 1г/м³); значительное содержание газового конденсата – до 275г/м³; содержание попутно извлекаемой воды с широким диапазоном рН (при замерах в лабораторных условиях от 5 до 9), минерализации (от следовых концентраций до 58г/дм³ и более) в количествах от минимального, обусловленного термобарическими условиями добычи, до значительного, обусловленного индивидуальной ситуацией обводнения залежи (от 5 до 300 см³/м³) и, наконец, массивированное проведение технологических операций с использованием различного рода агрессивных химических реагентов типа соляной кислоты и др. [5, 11, 13,].

Кроме того, вследствие разброса величин дебитов добычи (от 160 до 660 тыс. м³/сут.) и рабочих давлений на устье скважин (от 14 до 25 МПа) следует ожидать и наблюдается широкий диапазон скоростей потоков добываемой пластовой смеси. Эксплуатация месторождения связана и с трудностями, обусловленными прогрессирующими процессами образования труднорастворимых отложений и внедрением воды в продуктивную залежь. Такова характеристика рабочей среды, контактирующей, в первую

очередь, с внутренней поверхностью подземного промыслового оборудования АГКМ [6].

Разнообразие видов коррозии (гальваническая коррозия, наводороживание, растрескивание под напряжением, коррозия под действием кислоты, эрозия, общая коррозия), протекающих в аналогично сложных и многофакторных условиях, подробно описано многими авторами. В частности, проведенный специалистами ЮЖНИИГИПРОГАЗ комплексный анализ условий эксплуатации промыслового оборудования Оренбургского сероводородсодержащего нефтегазоконденсатного месторождения, достаточно полно описан коллективом авторов, которые отмечают, что доминирующим фактором развития коррозионного процесса является химический состав рабочей среды [3].

Практика эксплуатации Астраханского месторождения подтверждает и предположения, и выводы авторов о различной степени развития коррозионных процессов, свойственных отдельным группам промыслового оборудования в зависимости от его функционального назначения и характеристики контактирующей с ним рабочей среды. Однако даже в пределах этих групп разброс показателей степени воздействия каждого из факторов может определять не только уровень развивающихся коррозионных процессов, но и преобладающий тот или иной их вид [10].

По данным исследований специалистов ООО «ВНИИГАЗ», ООО «ВНИИнефтемаш» и ООО «Газпром добыча Астрахань», рассматриваемое далее подземное оборудование целесообразно разбить на группы по признаку характера рабочей среды, контактируемой с поверхностью, а, следовательно, по эффективности проводимой ингибиторной защиты: внутренняя поверхность насосно-компрессорных труб (НКТ) в области от устья до 2 000 м; внутренняя поверхность НКТ в области от 2 000 м до 3 500 м; внутренняя и внешняя поверхность НКТ в области от 3 500 м до забоя; внешняя поверхность НКТ и внутренняя поверхность 1-ой эксплуатационной колонны в области от устья до 3 500 м.

Проводимый на АГКМ в рамках коррозионного мониторинга регулярный контроль эффективности ингибиторной защиты внутренней поверхности НКТ представлен следующими показателями: плотность, содержание ионов водорода (рН), марганца, железа и остаточного количества ингибитора коррозии, сероводорода, диоксида углерода и количества попутно извлекаемой воды в составе добываемой газожидкостной смеси, а внешней поверхности НКТ – физико-химической характеристикой флюида, заполняющего затрубное пространство скважины и, наконец, анализ труднорастворимых новообразований, отобранных с поверхности оборудования в периоды ремонтных работ [11].

Необходимо отметить, что, являясь методами неразрушающего контроля, эти общепринятые методы зарекомендовали себя высокой степенью надежности и информативности коррозионного мониторинга нефтегазового оборудования [1, 7, 8, 9].

Несмотря на то, что физико-химический анализ не дает напрямую значений скорости коррозии стали в исследуемой системе, именно он в подавляющем большинстве случаев является отправной точкой коррозионного мониторинга. Его преимуществами являются: необходимость применения результатов в качестве исходных данных для расчета прогнозных скоростей коррозии; оперативность оценки степени коррозионной агрессии рабочей среды и экономическую целесообразность применения ингибиторов коррозии; воз-

возможность в первом приближении оценить объем и методы коррозионного мониторинга.

Учитывая вышесказанное совершенно очевидно, что полагаться только на результаты физико-химических исследований, равно как и других (гальванический, гравиметрический, электрического сопротивления и др.) недопустимо, даже если их результаты находятся в диапазоне допустимых значений, и только визуальные осмотры поверхности промышленного оборудования в периоды производства ремонтных работ позволяют произвести достоверную оценку его фактического состояния. Что и подтверждается многолетними наблюдениями. К сожалению, такая возможность появляется только в случаях острой необходимости остановки скважины для ремонта подземного оборудования.

Анализ результатов контроля по показателю остаточного содержания ингибитора коррозии в постоянно поступающем потоке продукции скважин фиксирует его стабильное присутствие в количествах выше минимально допустимого значения 25 мг/дм^3 , что теоретически достаточно для поддержания образовавшейся защитной пленки. При этом поток проникновения водорода в структуру металла фиксируется в диапазоне значений от $0,001$ до $0,12 \text{ кг/см}^2/\text{сут.}$ при максимально допустимом – $0,21 \text{ кг/см}^2/\text{сут.}$, а фиксируемая средняя скорость развития коррозионного процесса по всему фонду скважин – в пределах значений от $0,001$ до $0,015 \text{ мм/год}$ (при предельно-допустимом – $0,15 \text{ мм/год}$).

Экспериментальные исследования показывают, что и другие общепринятые косвенные методы контроля эффективности ингибиторной защиты промышленного оборудования по показателю содержания общего количества ионов железа, марганца, pH среды и др. в условиях сероводородной коррозии также позволяют получить в первом приближении объективную картину коррозионного поражения стали [12, 14].

Эффективность степени ингибиторной защиты подтверждается как результатами регулярно проводимых физико-химических исследований, так и результатами визуального осмотра внутренней поверхности НКТ в области от устья до 2000 м (рис.), оценка ее состояния при этом признается удовлетворительной. Характерной чертой повреждения являются лишь незначительные коррозионные поражения глубиной до $1\text{--}2 \text{ мм}$.

С началом разработки глубоко залегающих газоконденсатных месторождений с пластовыми температурами до 140°C , давлением до 35 Мпа и содержанием высоко агрессивных компонентов в составе добываемой смеси (H_2S – до $33 \text{ \%}_{\text{мол.}}$, CO_2 – до $20 \text{ \%}_{\text{мол.}}$) появилась острая необходимость совершенствования методов контроля состояния подземного и наземного промышленного оборудования.

К таковым относятся экономически доступные, широко используемые оперативные, не требующие прерывания производственного процесса добычи углеводородов методы определения физико-химических показателей рабочей среды оборудования (добываемой газовой и жидкой углеводородной фазы, попутно извлекаемой воды).

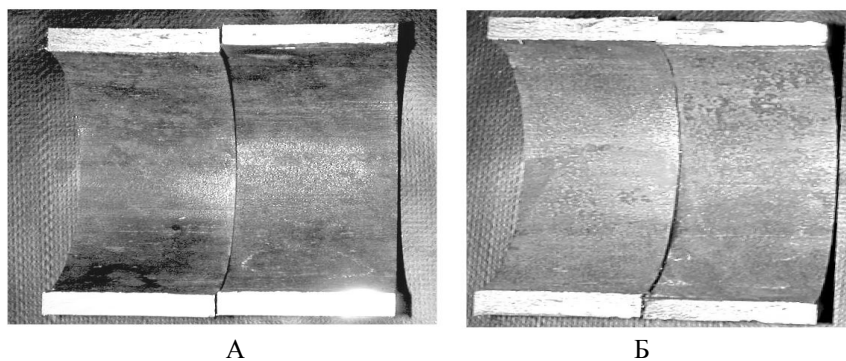


Рис. Состояние внутренней поверхности НКТ на различных отметках глубины последовательно от устья до 2 000 м (А, Б)

Представленные материалы подтверждают эффективность физико-химических методов при оценке ингибиторной защиты подземного промышленного оборудования на отметках от устья до 2 000 м в условиях высокой агрессии рабочей среды [17].

Работа выполнена в рамках ГК 14.В37.21.0586 ФЦП РФ.

Список литературы

1. Антонов В. Г. Экспресс-метод оценки концентрации ингибитора коррозии «Додиген 4482-1» по краевому углу смачивания / В. Г. Антонов, А. П. Митина, А. С. Митин, В. С. Мерчева, О. В. Красильникова // Коррозия и защита от коррозии. – 2004. – № 6 – С. 32.
2. Вяхирев Р. И. Обзор проблем коррозии и ингибиторной защиты трубопроводов с сероводородной продукцией в целях оценки перспектив эксплуатации газопроводов УКПГ – ГПЗ на Оренбургском газоконденсатном месторождении / Р. И. Вяхирев, Н. А. Гафаров [и др.]. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1996. – 59 с.
3. Гафаров Н. А. Ингибиторы коррозии. Диагностика и защита от коррозии под напряжением нефтегазового оборудования / Гафаров Н. А., Кушнаренко В. М. [и др.]. – Москва : Химия, 2002. – Т. 2. – 366 с.
4. Гафаров Н. А. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений / Гафаров Н. А., Кушнаренко В. М. [и др.]. – Москва : Недра, 1998. – 437 с.
5. Гидрохимические нефтегазовые технологии / В. П. Ильченко, Т. В. Левшенко, Н. М. Петухова, В. С. Мерчева. – Москва : Недра, 2002. – 382 с.
6. Лапшин В. И. Методические основы контроля за процессом обводнения скважин Астраханского ГКМ / В. И. Лапшин, В. С. Мерчева [и др.]. – Москва : ИРЦ Газпром, 1999. – 63 с.
7. Ляшенко А. В. Опыт применения методик контроля содержания ингибитора коррозии в условиях добычи сероводородсодержащего газа Астраханского ГКМ / А. В. Ляшенко, В. С. Мерчева [и др.] // Коррозия и защита от коррозии. – 2004. – № 1 – С. 32.
8. Ляшенко А. В. Исследование возможности применения метода на содержание ионов марганца для контроля коррозионных процессов при добыче и транспорте газоконденсатной смеси с высоким содержанием сероводорода / А. В. Ляшенко, А. Г. Филиппов, В. С. Мерчева // Научно-технические решения по повышению эффективности защиты от коррозии магистральных газопроводов и ГПЗ по результатам диагностики и коррозионного мониторинга, анализ и разработка НТД : мат-лы науч.-техн. совета ОАО «ГАЗПРОМ». – Москва : ИРЦ ГАЗПРОМ, 2002. – С. 111–119.

9. Ляшенко А. В. Исследование возможности применения метода на содержание ионов марганца для контроля коррозионных процессов при добыче и транспорте газоконденсатной смеси с высоким содержанием сероводорода / А. В. Ляшенко, В. С. Мерчева [и др.] // *Коррозия и защита от коррозии*. – 2004. – № 1. – С. 90.
10. Мерчева В. С. Технология оценки ингибиторной защиты промышленного оборудования по показателям химического контроля / В. С. Мерчева // *Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии*. – 2004. – № 1. – С. 42–44.
11. Мерчева В. С. Влияние технологических реагентов на состав попутных вод АГКМ / В. С. Мерчева // *Эколого-биологические проблемы бассейна Каспийского моря : мат-лы VII Междунар. науч. конф. (Астрахань, 13–14 октября 2004)*. – Астрахань, 2004.
12. Мерчева В. С. Экспресс-метод оценки концентрации ингибитора коррозии «Додиген 4482-1» по краевому углу смачивания / В. С. Мерчева, О. В. Красильникова [и др.] // *Коррозия и защита от коррозии*. – 2004. – № 6. – С. 32.
13. Рациональное природопользование ресурсами месторождений нефти и газа / А. Серебряков, В. Мерчева. – LAP LAMBERT, 2012. – 492 с.
14. Рылов Е. Н. Об оценке эффективности ингибиторной защиты насосно-компрессорных труб по содержанию марганца в пластовых водах эксплуатационных скважин Астраханского газоконденсатного месторождения / Е. Н. Рылов, А. Г. Филиппов, В. С. Мерчева, А. Е. Андреев [и др.] // *Наука и технология углеводородов*. – Москва, 2001. – № 4 (17). – С. 142–146.
15. Свидетельство об официальной регистрации базы данных Российского агентства по патентам и товарным знакам / В. С. Мерчева, Н. К. Ракишева, А. Г. Филиппов, Е. Н. Рылов // *Справочно-информационный комплекс*.
16. Свидетельство об официальной регистрации базы данных Российского агентства по патентам и товарным знакам / Е. Н. Рылов, А. Е. Андреев, В. С. Мерчева, Л. В. Богачкова, Г. П. Разуваева, О. В. Красильникова // *Состав пластового газа АКМ*. – 2004.
17. Филиппов А. Г. Аналитический контроль при выборе эффективного ингибитора коррозии на Астраханском ГКМ / А. Г. Филиппов, В. С. Мерчева [и др.] // *Газовая промышленность*. – 2007. – № 1. – С. 80–82.

References

1. Antonov V. G., Mitina A. P., Mitin A. S., Mercheva V. S., Krasilnikova O. V. Ekspress-metod otsenki kontsentratsii ingibitora korrozii «Dodigen 4482-1» po kraevomu uglu smachivaniya [Express method estimate the concentration of the corrosion inhibitor "Dodig 4482-1" on the boundary corner wetting]. *Korroziya i zashchita ot korrozii* [Corrosion and Corrosion Protection], 2004, no. 6, pp. 32.
2. Vyakhirev R. I., Gafarov N. A. [et al] Obzor problem korrozii i ingibitornoy zashchity truboprovodov s serovodorodnoy produktsiey v tselyakh otsenki perspektivy ekspluatatsii gazoprovodov UKPG – GPZ na Orenburgskom gazokondensatnom mestorozhdenii [Overview of corrosion inhibitor protection of pipelines with hydrogen sulfide production in order to assess the prospects of operating pipelines GPP – Orenburg Gas Refinery gas field]. Moscow, VNIIOENG, 1996, 59 p.
3. Gafarov N. A., Kushnarenko V. M. [et al] Ingibitory korrozii. Diagnostika i zashchita ot korrozii pod napryazheniem neftegazovogo oborudovaniya [Corrosion inhibitors. Diagnostics and protection against stress corrosion of oil and gas equipment]. Moscow, 2002, *Khimiya*, Vol. 2, 366 p.
4. Gafarov N. A., Kushnarenko V. M. [et al] Korroziya i zashchita oborudovaniya serovodorodsoderzhashchikh neftegazovykh mestorozhdeniy [Corrosion and protection equipment Sour gas field]. Moscow, Nedra, 1998, 437 p.
5. Ilchenko V. P., Levshenko T. V., Petukhova N. M., Mercheva V. S. *Gidrokhimicheskie neftegazovye tekhnologii* [Hydrochemical Oil and Gas Technologies]. Moscow, Nedra, 2002, 382 p.

6. Lapshin V. I., Mercheva V. S. [et al] Metodicheskie osnovy kontrolya za protsessom obvodneniya skvazhin Astrakhanskogo GKM [Methodological framework for control of irrigation process of the Astrakhan gas condensate wells]. Moscow, Gazprom, 1999, 63 p.

7. Lyashenko A. V., Mercheva V. S. [et al] Opyt primeneniya metodik kontrolya soderzhaniya ingibitora korrozii v usloviyakh dobychi serovodorodosoderzhashchego gaza Astrakhanskogo GKM [Experience with content control methods of corrosion inhibitor in production serovodorodosoderzhashchego Astrakhan gas condensate field]. *Korroziya i zashchita ot korrozii* [Corrosion and Corrosion Protection], 2004, no. 1, pp. 32.

8. Lyashenko A. V., Filippov A.G., Mercheva V. S. Issledovanie vozmozhnosti primeneniya metoda na sodержanie ionov margantsa dlya kontrolya korrozionnykh protsessov pri dobyche i transporte gazokondensatnoy smesi s vysokim sodержaniem serovodoroda [Investigation of the possibility of the content of manganese ions to control corrosion processes during production and transport of gas-condensate mixture with a high content of hydrogen sulfide]. *Nauchno-tekhnicheskie resheniya po povysheniyu effektivnosti zashchity ot korrozii magistralnykh gazoprovodov i GPZ po rezul'tatam diagnostiki i korrozionnogo monitoringa, analiz i razrabotka NTD* [Scientific and technical solutions to improve the protection against corrosion of main gas pipelines and gas processing plants on the results of diagnostic and corrosion monitoring, analysis and design specification], Moscow, GAZPROM, 2002, pp. 111–119.

9. Lyashenko A. V., Mercheva V. S. [et al] Issledovanie vozmozhnosti primeneniya metoda na sodержanie ionov margantsa dlya kontrolya korrozionnykh protsessov pri dobyche i transporte gazokondensatnoy smesi s vysokim sodержaniem serovodoroda [Investigation of the possibility of applying the method to the content of manganese ions to control the corrosion process in the extraction and transportation of gas condensate mixture with a high content of hydrogen sulfide]. *Korroziya i zashchita ot korrozii* [Corrosion and corrosion protection], 2004, no. 1, pp. 90.

10. Mercheva V. S. Tekhnologiya otsenki ingibitornoy zashchity promyslovogo oborudovaniya po pokazatelyam khimicheskogo kontrolya [Evaluation technology commercial inhibitor protection of equipment in terms of chemical control]. *Yuzhno-Rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South-Russian Journal of Geology, Geography and Global Energy], 2004, no. 1, pp. 42–44.

11. Mercheva V. S. Vliyanie tekhnologicheskikh reagentov na sostav poputnykh vod AGKM [Influence of technological agents on the composition of free water AGKM]. *Ekologo-biologicheskie problemy basseyna Kaspiyskogo morya* [Ecological and biological problems of the Caspian Sea basin], Astrakhan, 2004.

12. Mercheva V. S., Krasilnikova O. V. [et al] Ekspress-metod otsenki kontsentratsii ingibitora korrozii «Dodigen 4482-1» po kraevomu uglu smachivaniya [Express method of estimating the concentration of corrosion inhibitor "Dodig 4482-1" on the boundary corner wetting]. *Korroziya i zashchita ot korrozii* [Corrosion and Corrosion Protection], 2004, no. 6, pp. 32.

13. Serebryakov A., Mercheva V. Ratsionalnoe prirodopolzovanie resursami mestorozhdeniy nefii i gaza [Rational nature resources of oil and gas]. LAP LAMBERT, 2012, 492 p.

14. Rylov Ye. N., Filippov A. G., Mercheva V. S., Andreev A. Ye. [et al] Ob otsenke effektivnosti ingibitornoy zashchity nasosno-kompressornykh trub po sodержaniyu margantsa v plastovykh vodakh ekspluatatsionnykh skvazhin Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya [On the evaluation of the effectiveness of inhibitor protection of tubing on the content of manganese in the formation water wells Astrakhan gas condensate deposit]. *Nauka i tekhnologiya uglevodorodov* [Science and Technology of hydrocarbons], Moscow, 2001, no. 4 (17), pp. 142–146.

15. Mercheva V. S., Rakisheva N. K., Fillipov A. G., Rylov Ye. N. Svidetelstvo ob ofitsialnoy registratsii bazy dannykh Rossiyskogo agentstva po patentam i tovarnym znakam [Certificate of official registration database of the Russian Agency for Patents and Trademarks]. *Spravochno-informatsionnyy kompleks* [Call-center].

16. Rylov Ye. N., Andreev A. Ye., Mercheva V. S., L. V. Bogachkova, Razuvaeva G. P., Krasilnikova O. V. Svidetelstvo ob ofitsialnoy registratsii bazy dannykh Rossiyskogo agentstva po patentam i tovarnym znakam [Certificate of official registration database of the Russian Agency for Patents and Trademarks]. *Sostav plastovogo gaza AKM* [Composition of reservoir gas AKM], 2004.

17. Fillipov A. G., Mercheva V. S. [et al] Analiticheskiy kontrol pri vybore effektivnogo ingibitora korrozii na Astrakhanskom GKM [Analytical control of the selection of effective corrosion inhibitor in the Astrakhan gas condensate]. *Gazovaya promyshlennost* [Gas industry], 2007, no. 1, pp. 80–82.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МОРСКИХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ

Серебрякова Оксана Андреевна, старший преподаватель

Астраханский государственный университет
414056, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 20а
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Разработаны и обоснованы критерии прогнозирования площадей повышенного риска при проведении морских геологоразведочных и эксплуатационных работ, учитывающие литологические, геохимические, геоморфологические, гидрологические и инженерно-геологические условия морских отложений. Структурные формы, состав и мощности донных отложений оказывают влияние на геологическую безопасность геологоразведочных работ. Донные отложения представлены рыхлыми и комковатыми породами и обломками карбонатной массы, насыщенной раковинами. В литологическом разрезе донных отложений выделяются эрозионные формы, рассекающих слои и врезающихся в подстилающие отложения, проявляющиеся как палеоложбины и речные врезы, вытянутые в юго-восточном направлении. Эти врезы представляют собой риски для выполнения морских геологоразведочных работ. Морские районы развития донных отложений с преобладанием разбухающих минералов со слюдоподобными пакетами и смектитами являются неблагоприятными для постановки геолого-разведочного или эксплуатационного бурового оборудования, а также прокладки трубопроводов и коммуникаций. Особенностью донных отложений являются аномальные скопления газов, обладающие сверхвысокой упругой энергией, что предопределяет возникновение кризисных ситуаций и техногенных аварий. Газовые аномалии характеризуются интенсивностью дебитов и газодинамических параметров, вокруг которых концентрируются техногенные крупные геологические поля. Негативное воздействие на инженерные сооружения оказывают статические и вибрационные динамические процессы под влиянием функционирующих инженерных сооружений, вследствие чего наблюдаются разжижение донных отложений, снижение их несущей способности и выбросы спонтанных донных газов. Разжижение слабосвязанных пород влияет на угол внутреннего трения на уменьшение сопротивления сдвигу, что способствует снижению устойчивости морских инженерных объектов и сооружений.

Ключевые слова: геология, критерии, прогноз, риск, акватория

PREDICTING GEOECOLOGICAL COMPLICATIONS IN MARINE EXPLORATION AND MINING ACTIVITIES

Serebryakova Oksana A.

Senior Lecturer

Astrakhan State University

20a Tatishchev st., Astrakhan, Russian Federation, 414056

E-mail: geologi2007@yandex.ru