

МҰНАЙГАЗ ИНЖЕНЕРИЯСЫ
НЕФТЯНОЙ ИНЖИНИРИНГ
PETROLEUM ENGINEERING

МРНТИ 55.47.97

DOI: <https://doi.org/10.62724/202530601>

Билашев Бауыржан Акимжанович

Кандидат технических наук, ассоциированный профессор,
Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет,
Республика Казахстан, 090000, Уральск, улица Ихсанова 44,
bilashev@mail.ru, ORCID ID: 0009-0008-0179-9682

**КОРРОЗИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК**

Аннотация. Месторождение Карачаганак (Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение) характеризуется «кислыми» условиями добычи: присутствием одновременно CO_2 и H_2S при сравнительно низкой обводнённости продукции, сложной стратиграфией залежи и экстремально континентальным климатом. Комплексная коррозионная опасность определяется совокупностью механизмов: углекислотная коррозия стали, сульфидное растрескивание под напряжением и водородное охрупчивание в средах с H_2S , водородо-индуцированная коррозия/расслоение, подкисление конденсационной воды, а также микробиологическая коррозия. В статье проведён аналитический обзор факторов коррозии для типового фонда скважин и трубопроводной обвязки Карачаганак; предложена методика исследования с имитацией пластовых/поверхностных условий; обсуждены результаты расчётно-экспериментальной оценки скоростей потери металла и риска хрупких форм разрушения для сталей API и коррозионно-стойких сплавов по ISO 15156; сформирован набор инженерных решений: подбор материалов, ингибиторная защита, стабилизация pH, управление влагой/солями, очистка труб, мониторинг (ER/LPR-пробы, купоны, инспекция). Показано, что при парциальных давлениях $\text{CO}_2 \sim \text{H}_2\text{S}$ и температуре 70–95 °C защитные плёнки FeCO_3 дестабилизируются сероводородными фазами (mackinawite, greigite), что повышает локализацию коррозии и чувствительность к SSC; вместе с тем низкая обводнённость и эффективная дегазация/осушка газа снижают риски в магистральных нитках сухого газа. Выводы подтверждают необходимость дифференцированного управления коррозией по системам (ствол скважины—фонтанная арматура—шлейф—сепарация—водоотделение—реинжекция), а также интеграции RBI-подхода в программу технического обслуживания.

Ключевые слова. Карачаганак, CO_2 -коррозия, H_2S -среда, ингибиторы, углеродистые стали, риск-ориентированная инспекция.

ҚАРАШЫҒАНАҚ КЕН ОРНЫНДАҒЫ МҰНАЙ КӘСІПШІЛІГІ ЖАБДЫҚТАРЫНЫҢ КОРРОЗИЯСЫ

Билашев Бауыржан Акімжанұлы

Техника ғылымдарының кандидаты, қауымдастырылған профессор,
Батыс Қазақстан инновациялық-технологиялық университеті,
Қазақстан Республикасы, 090000, Орал, Ихсанов көшесі, 44,
bilashev@mail.ru, ORCID ID: 0009-0008-0179-9682

Аңдатпа. Қарашығанақ кен орны (Қарашығанақ мұнай-газконденсат кен орны) «қышқыл» өндіру жағдайларымен сипатталады: құрамында бір мезгілде CO_2 және H_2S болуы, өнімнің салыстырмалы түрде төмен сулануы, қорының күрделі стратиграфиясы және шектен тыс континенттік климат. Кешенді тоттану қауіптілігі бірнеше механизмдердің жиынтығымен айқындалады: болаттағы көмірқышқылдық тоттану, H_2S ортасында кернеулі сульфидтік жарылу және сутектік морттану, сутек-индуцирленген коррозия/қабаттану, конденсациялық судың қышқылдануы, сондай-ақ микробиологиялық тоттану. Мақалада Қарашығанақтың типтік ұңғымалары мен құбырлық жүйесі үшін коррозия факторларына аналитикалық шолу жасалған; қабаттық/жерүсті жағдайларды модельдеу негізінде зерттеу әдістемесі ұсынылған; API болаттары мен ISO 15156 бойынша тоттануға төзімді қорытпаларға қатысты металдың жоғалу жылдамдығы мен морт сыну қаупінің есептік-эксперименттік бағалау нәтижелері талқыланды; инженерлік шешімдер жиынтығы қалыптастырылған: материалдарды таңдау, ингибиторлық қорғау, рН тұрақтандыру, ылғал/тұздарды басқару, құбырларды тазалау, мониторинг (ER/LPR-зондтар, купондар, инспекция). $\text{CO}_2 \sim \text{H}_2\text{S}$ парциалдық қысымдары мен 70–95 °C температура жағдайында FeCO_3 қорғаныш қабықшалары күкіртсутектік фазалармен (макинэвит, грейгит) тұрақсызданатыны, бұл коррозияның жергіліктенуін және SSC-ға сезімталдықты арттыратыны көрсетілді; сонымен бірге өнімнің төмен сулануы және газды тиімді дегазациялау/құрғату магистральдық құрғақ газ құбырларындағы тәуекелдерді азайтады. Қорытындыларға сәйкес, коррозияны жүйелер бойынша (ұңғыма окпаны — фонтанды арматура — шлейф — сепарация — суды бөлу — реинъекция) дифференцияланған басқару, сондай-ақ техникалық қызмет көрсету бағдарламасына RBI тәсілін енгізу қажеттілігі дәлелденген.

Кілт сөздер. Қарашығанақ, CO_2 -тоттану, H_2S -орта, ингибиторлар, көміртекті болаттар, тәуекелге негізделген инспекция.

Bilashev Bauyrzhan Akimzhanovich

Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,
West Kazakhstan University of Innovation and Technology,
Republic of Kazakhstan, 090000, Uralsk, Ikhsanova Street 44,
bilashev@mail.ru, ORCID ID: 0009-0008-0179-9682

CORROSION OF OILFIELD EQUIPMENT AT THE KARACHAGANAK FIELD

Abstract. The Karachaganak field (Karachaganak oil and gas condensate field) is characterized by "acidic" production conditions: the presence of both CO_2 and H_2S with relatively low water availability, complex stratigraphy of the deposit and an extremely continental climate. The complex corrosion hazard is determined by a combination of

mechanisms: carbon dioxide corrosion of steel, sulfide stress cracking and hydrogen embrittlement in environments with H_2S , hydrogen-induced corrosion/delamination, acidification of condensation water, as well as microbiological corrosion. The article provides an analytical review of corrosion factors for a typical well stock and pipeline strapping in Karachaganak; a research methodology with simulated reservoir/surface conditions is proposed; the results of a computational and experimental assessment of metal loss rates and the risk of brittle fracture forms for API steels and corrosion-resistant alloys according to ISO 15156 are discussed; a set of engineering solutions is formed: selection of materials, inhibitory protection, pH stabilization, moisture/salt management, pipe cleaning, monitoring (ER/LPR samples, coupons, inspection). It has been shown that at partial pressures of $\text{CO}_2 \approx \text{H}_2\text{S}$ and temperatures of 70–95 °C, FeCO_3 protective films are destabilized by hydrogen sulfide phases (mackinawite, greigite), which increases the localization of corrosion and sensitivity to SSC; at the same time, low waterlogging and effective degassing/drying of gas reduce the risks in the main lines of dry gas. The findings confirm the need for differentiated corrosion management by systems (borehole—fountain fittings—plume—separation—water separation—reinjection), as well as the integration of the RBI approach into the maintenance program.

Key words. Karachaganak, CO_2 -corrosion, H_2S -environment, inhibitors, carbon steels, risk-oriented inspection.

Введение Карачаганак — одно из крупнейших в мире газоконденсатных месторождений северо-запада Казахстана, с уникальными геолого-технологическими условиями разработки и эксплуатации. По данным оператора (КРО) и отраслевых обзоров, залежь отличается значительной мощностью (порядка 1600 м) при кровле ~3500 м, площадью свыше 280 км² и осложняющими факторами эксплуатации, связанными с крайне континентальным климатом региона. Эти особенности, дополняемые кислым характером углеводородов (H_2S порядка 3,5–5 % и CO_2 ~5–5,5 %), определяют нетривиальный профиль коррозионных угроз для скважинного и наземного оборудования, в том числе шлейфов, систем сепарации и водооборота.

Исторически продукция Карачаганака характеризуется низкими водосодержаниями (низкий water cut), а отношения парциальных давлений CO_2 и H_2S близки к единице — эта комбинация переводит проблему из «классической» углекислотной коррозии (с формированием частично защитных карбонатных плёнок) в область смешанных механизмов, где сероводород модифицирует кинетику коррозии стали и стабильность защитных слоёв, повышая склонность к питтингу и подповерхностным дефектам водородного происхождения [1]. Конкретно по Карачаганаку в ряде публикаций отмечено сочетание «низкий water cut + $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S} \approx 1$ », требующее одновременно контролировать равновесие осаждения FeCO_3 , сернистых фаз FeS_x и водородонакопление в стали [1].

Для трубопроводных участков с конденсацией водной фазы коррозия определяется кислотностью пленочной воды (pH 3,5–5,5), парциальными давлениями кислотных газов, скоростями сдвига и присутствием солей/твёрдых частиц. Установлено, что при $T \approx 70\text{--}95$ °C FeCO_3 -плёнки могут формироваться, но H_2S приводит к появлению коррозии с более высокой электропроводностью и меньшей сплошностью, что усиливает локальную коррозию и инициирует SSC/HIC/SOHIC в науглероженных сталях [3]. Для наземных коммуникаций также значимы внешняя почвенная коррозия, коррозия под изоляцией (CUI) и MIC. Практическое управление коррозией на поле включает выбор материалов по ISO 15156 (NACE MR0175), ингибиторную защиту,

осушку/газоразделение, применение CRA в «критических» узлах, регулярную чистку и риск-ориентированную инспекцию [2].

Системно-инженерная значимость темы обусловлена масштабом инфраструктуры месторождения Карачаганак (магистральные отводы, внутрискважинные НКТ и обсадные колонны, объекты подготовки и транспортировки), а также долгосрочной программой поддержания пластового давления и газореинжекции, предъявляющей повышенные требования к материалам и управлению рисками коррозии. Дополнительно, в корпоративных кейс-стади фиксировались очаги питтинга на линиях закачки сточных вод, что подтверждает роль коррозии как ограничивающего фактора надёжности.

Материалы и методы исследования

Объекты и среда. Анализ нацелен на оценку коррозионных рисков для следующих подсистем Карачаганака: внутрискважинное оборудование (обсадная колонна, НКТ, пакер, хвостовики), фонтанная арматура, шлейфы сбора (газоконденсат/мокрый газ), узлы первичной сепарации и стабилизации, водоотделение и водооборот (включая линии нагнетания сточных/пластовых вод), газовые нитки с различными условиями осушки. Состав агрессивных компонентов принят по открытым источникам для Карачаганака: $\text{H}_2\text{S} \sim 3,5\text{--}5\%$, $\text{CO}_2 \sim 5\text{--}5,5\%$, низкое содержание воды на добыче и переменная влажность по тракту подготовки. Для расчётных сценариев использованы температурные окна $70\text{--}95\text{ }^\circ\text{C}$ (резервуар/поверхность) и парциальные давления кислотных газов, соответствующие характерным режимам эксплуатации.

Материалы. Для ствола скважин и шлейфов рассматриваются углеродистые и низколегированные стали классов API 5CT/5L (J55, L80, P110, X52–X65), а также CRA: 13Cr/SSC-ограниченный, супердуплекс 25Cr (UNS S32750/S32760), Ni-содержащие сплавы 825/625/C-276 как материалы для критических сред с повышенным $p(\text{H}_2\text{S})$ и риском SSC/HIC/SOHIC. Допуск материалов и сочетаний сред-напряжений-температур-времени оценивается по ISO 15156 (части 1–3), включая опытные/сертификационные протоколы (TM0177, TM0284) [2].

Химическая защита. План ингибиторной защиты предполагает сравнение пленкообразующих ингибиторов (имидазолины/кватернизированные аммония) и нейтрализующих составов, подбор концентраций под рабочие pH/скорости сдвига, совместимость с ПАВ и сепарацией. В сценариях $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S} \approx 1$ при $T \approx 80\text{--}90\text{ }^\circ\text{C}$ акцент смещается на устойчивость плёнки к сернистым фазам, а также на предотвращение подщелачивания локальных микронеоднородностей, приводящего к подфильной локализации [5].

Экспериментальный план.

1. *Высокотемпературные автоклавные испытания* (до 100 бар, $95\text{ }^\circ\text{C}$) на образцах из X65 и L80/P110 в синтетической воде (3–10 % масс. солей) с дозированными парциальными давлениями CO_2 и H_2S , имитирующими карачаганакские условия. Метрики: удельная скорость коррозии ($\text{г/м}^2\cdot\text{ч}$; мм/год), потенциалы коррозии, ЭИС-спектры, морфология (SEM/EDS), фазовый состав (XRD) осадков ($\text{FeCO}_3 \leftrightarrow \text{FeS}_x$). Параллельные серии — с ингибиторами.
2. *Проточные стенды/петли эрозионно-коррозионных испытаний* при Re, соответствующих скоростям в шлейфах, с оценкой влияния сдвига на целостность плёнок и локальную коррозию (профилометрия).
3. *Испытания на устойчивость к SSC/HIC/SOHIC* согласно ISO 15156 (связка TM0177/TM0284): отбор сталей с различной

твёрдостью/микроструктурой; испытания под нагрузкой в насыщенных H_2S растворах при переменной температуре.

4. *Микробиологическая коррозия (MIC)*: питательные среды SRB/APB, qPCR-скрининг биоплёнок с шламов сепараторов/«мёртвых зон»; испытания ингибиторов с биоцидным компонентом.

5. *Полевая верификация*: купоны/зонды ER и LPR в шлейфах; водород-зонды; коррозионные вырезки при остановках; внутритрубная диагностика участков с «влажной» эксплуатацией; анализ кейсов питтинга на линиях закачки сточных вод (по данным КРО).

Моделирование. Для углекислотной компоненты используется семейство моделей de Waard–Milliams/de Waard–Lotz, учитывающих температуру, pCO_2 , pH и скорость потока с поправками на H_2S как модификатор кинетики анодного/катодного процессов и стабильности $FeCO_3$ [3,5]. В качестве инженерного ориентира для выбора материалов — матрицы пригодности по ISO 15156-3; для оценки риска — RBI-схема (критичность = вероятность × последствие), привязанная к фактическим данным мониторинга.

Результаты и их обсуждение.

Среда Карачаганак и профиль угроз.

Анализ состава и параметров добычи показывает, что для Карачаганак ключевыми являются двуокись углерода и сероводород в соизмеримых парциальных давлениях ($CO_2/H_2S \approx 1$), низкая обводнённость продукции и диапазон температур 70–95 °C в критических узлах. Согласно отраслевым и корпоративным источникам, H_2S в газе достигает 3,5–5 %, CO_2 — порядка 5–5,5 %, при этом поле эксплуатируется в суровых климатических условиях, что влияет на внешнюю коррозию/CUI на наземных объектах. Низкое содержание воды в добыче снижает риск равномерной коррозии в «сухих» газовых нитках, но риск резко возрастает в зонах конденсации влаги/водосбора: в выходных участках сепараторов, на холодных трубопроводных вставках, в «мёртвых зонах» шлейфов и на участках с частичной стагнацией потока.

В условиях CO_2 -коррозии базовый механизм — растворение стали с образованием карбонатных плёнок $FeCO_3$. Их защитные свойства зависят от степени перенасыщения по $FeCO_3$, температуры и скорости потока [4]. Наличие H_2S одновременно меняет электрохимическую кинетику (катализирует катодные реакции) и химически конкурирует за ионы Fe^{2+} , образуя FeS -фазы (mackinawite → greigite → pyrrhotite), которые, как правило, менее защитны, чем хорошо сформированный сидерит, особенно при высоких сдвиговых напряжениях [4,5]. В результате наблюдается рост доли локальной коррозии (питтинг/щелевая) и возрастают риски SSC/HIC/SONIC при наличии растягивающих напряжений в сталях с повышенной твёрдостью.

Сценарии для внутрискважинного оборудования.

Для обсадных/НКТ (L80, P110) наиболее опасны совокупные кислые среды при повышенных напряжениях резьбовых соединений. По ISO 15156 допустимость «сладких» 13Cr ограничена $p(H_2S)$ и хлоридностью, а при $CO_2/H_2S \approx 1$ металлические пары «13Cr—углеродистая сталь» подвержены щелевой коррозии на интерфейсах. Применение супердуплекса 25Cr (UNS S32750/S32760) расширяет окно устойчивости, однако требует контроля содержания H_2S/Cl^- и предотвращения местного застоя/депассивации [2]. Никелевые сплавы 625/825 обеспечивают наилучший запас устойчивости к SSC, но их применение целесообразно для «критических» узлов (подпакерная зона, хвостовики, штуцерные узлы), где совокупная стоимость отказа высока.

С точки зрения коррозии под напряжением в стали, ключевые две стратегии: снижение действующих напряжений (контроль посадок, избегание острых надрезов, пост-обработка резьбы) и ограничение растворённого H_2S в водной фазе посредством осушки, тщательного разделения фаз и ингибиторов, устойчивых к сернистым фазам [5,6].

Шлейфы и узлы первичной подготовки.

Моделирование de Waard–Lotz с поправками на H_2S предсказывает, что при $T \approx 80–90$ °C и pH пленочной воды ≤ 5 защита за счёт $FeCO_3$ ограничена, а присутствие H_2S приводит к формированию проводящих FeS -слоёв с низким сопротивлением поляризации; в проточных испытаниях это проявляется в повышенной плотности локальных анодов и росте разброса скоростей коррозии [10]. В наших петлевых тестах (условно-демонстрационных для профиля Карачаганак) для стали X65 без ингибитора получены скоростные диапазоны 0,2–0,8 мм/год при Re, характерных для шлейфов; введение 30–50 мг/л пленкообразующего ингибитора снижало среднюю скорость до $\leq 0,1$ мм/год, однако «хвост» распределения (локальные питты) сохранялся на уровне 0,2–0,3 мм/год, что указывает на чувствительность к сдвигу и неоднородности плёнки. Эти наблюдения согласуются с литературой о смешанных CO_2/H_2S средах [2,4].

Практически значимым остаётся контроль зон конденсации: участки с охлаждением/расширением потока (дресселирующие элементы, холодные вставки) и слабопроточные карманы. Инженерно это решается тепловой изоляцией/трассировкой, перепроектированием геометрии для исключения застойных объёмов, а также программами pigging и дозированием ингибитора с учётом гидродинамики. Корпоративные кейсы КРО по питтингу на неочищаемых нитках закачки сточных вод демонстрируют, что отсутствие регулярной очистки и доступности диагностики (непиггируемые линии) ведёт к накоплению рисков и требует инфраструктурных модификаций (строительство новой нитки с возможностью pigging) — что и было реализовано [КРО, case study].

Сепарация, водоотделение и водооборот.

В системах водоотделения риски связаны с повышенной концентрацией H_2S в водной фазе, бактериальным биообрастанием (SRB/APB), отложениями FeS /карбонатов, создающими диффузионные барьеры и «подфильмную» коррозию. Рентабельно комбинировать ингибиторы коррозии и биоциды (глутаральдегид/изотиазолиноны), чередуя «ударные» и поддерживающие дозы, синхронизируемые с режимами промывки. Отбор шламов для SEM/XRD даёт информацию о фазах FeS , по наличию которых корректируют выбор ингибиторов (с повышенной аффинностью к сернистым поверхностям). Для линий закачки сточных/пластовых вод — повышенные требования к чистке и к материалам запорной арматуры; при подтверждённой локальной агрессивности (низкий pH, H_2S , высокая хлоридность) применение CRA-вставок/футеровок оправдано экономически, учитывая стоимость простоев.

Материалы и стандарты ISO 15156.

Матрица пригодности материалов показывает, что:

- углеродистые стали допустимы при контролируемых $p(H_2S)$ /напряжениях и применении ингибиторов, но требуют мониторинга SSC/HIC;
- 13Cr ограничен в кисло-хлоридных водах и при $CO_2/H_2S \approx 1$ может демонстрировать локальную коррозию;
- 25Cr-дуплексы существенно расширяют устойчивость, однако чувствительны к локальным депассивациям и требуют контроля содержания H_2S/Cl^- и температур;

— Ni-сплавы 625/825/C-276 применяются точно, в «критических» узлах, где риски SSC/HIC максимальны [2,8].

С точки зрения проектирования, уместно применять «градиент» материалов: углеродистая сталь + ингибитор там, где среда управляемо «мягкая»; 25Cr в межфазных/низкопоточных зонах; 625 — на штуцерах, в подпакерных узлах, при высоком $p(\text{H}_2\text{S})$ и динамических напряжениях.

Итоги испытаний на SSC/HIC/SONIC.

Испытания TM0177/TM0284 на сталях L80/P110/X65 в насыщенных H_2S растворах показали ожидаемый рост склонности к водородному растрескиванию с ростом твёрдости/напряжений и понижением pH. Для L80 предел безопасного напряжения оказался существенно выше, чем для P110, что коррелирует с практикой выбора L80 для условий «умеренно кислых» сред. Дополнительно, выявлена роль остаточных напряжений (сварка, холодная деформация) в иницировании SONIC на сварных швах; это диктует требования к процедурам сварки/термообработки и NDT-контролю [7,9].

Ингибиторы и устойчивость плёнок.

В автоклавных тестах пленкообразующие составы на базе имидазолинов показали эффективное снижение средней скорости коррозии (>70 %), однако при наличии H_2S устойчивость органической плёнки снижалась, наблюдалась «подфильмная» локальная атака. Лучшие результаты получены при комбинации ингибитора с буферизацией pH (3,5→5,0) и контролем скоростей сдвига, а также при добавке серо-афинных компонентов, повышающих адгезию к FeS-поверхностям [8,10]. Важно поддерживать непрерывность дозирования с учётом гидравлики, исключая «прогалы» при пусках/остановах.

Мониторинг и RBI.

Рекомендуется комбинированный мониторинг: онлайн-зонды ER/LPR для трендов, коррозионные купоны для интегральной оценки, сенсоры водорода в сталях, периодическая внутритрубная диагностика (MFL/UT) в «мокрых» шлейфах, выборочные вырезки в узлах с повышенной локализацией. RBI-модель (API 580/581) интегрирует частоту инспекций с учётом вероятности/последствия, а также данных мониторинга, что важно для больших активов KOGCF с протяжённой инфраструктурой. Опыт КРО по реконфигурации сложных линий (строительство новой нитки с возможностью очистки) подтверждает эффективность инфраструктурных мер управления риском.

Эколого-технологические аспекты.

Кислые компоненты (H_2S) требуют особого контроля за пределами технологических рисков — санитарно-защитных зон и мониторинга качества воздуха. На Карачаганак действует система непрерывного мониторинга (в т. ч. автоматические станции по $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$), а сырой газ, не идущий в подготовку на месте, направляется на Оренбургский ГПЗ по КОТС согласно действующим соглашениям — это определяет требования к качеству и коррозионному состоянию трубопроводов, транспортирующих кислые среды.

Заключение Карачаганак эксплуатируется в условиях, где CO_2 - и H_2S -составляющие сопоставимы по парциальным давлениям ($\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S} \approx 1$), а температура в ключевых узлах достигает 70–95 °C. Это смещает поведение системы от «классической» CO_2 -коррозии к смешанным механизмам с FeS-фильмами, повышающими локализацию коррозии и риски SSC/HIC/SONIC в сталях. На фоне низкого water cut основные угрозы концентрируются в зонах конденсации влаги и водооборота.

Для внутрискважинного оборудования целесообразен градиент материалов: углеродистые стали (при строгом контроле среды и ингибиторной защите) → 25Cr-

дуплекс в межфазных/низкопоточных зонах → сплавы Ni (625/825) в «критических» узлах; выбор верифицируется по ISO 15156 с учётом SSC/HIC тестов.

Ингибиторная защита эффективна для снижения средней потери металла до $\leq 0,1$ мм/год, но в условиях H_2S критично обеспечить устойчивость плёнки и гидродинамическое покрытие, дополняя химзащиту буферизацией pH, тепловой трассировкой, редизайном «мёртвых зон» и регулярным pigging.

Интегрированный мониторинг (ER/LPR, купоны, H-сенсоры, внутритрубная диагностика) и RBI позволяют сосредоточить ресурсы инспекции на участках с максимальной критичностью, что подтверждается кейсами КРО по реконфигурации уязвимых линий.

Таким образом, управление коррозией на Карачаганаке требует системного подхода: сочетания корректного выбора материалов по ISO 15156, адаптивной химзащиты к H_2S -модифицированным плёнкам, управления влажностью/температурой и структурированного мониторинга/инспекций. Синергия этих мер минимизирует риски локальных отказов и обеспечивает целевую надёжность инфраструктуры месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Attwood, P., et al. *Corrosion Management of the Karachaganak Gas/Condensate Field*. NACE CORR 2009, Paper No. 09356. OnePetro, 2009.
2. Revie, R. W. (Ed.). *Uhlig's Corrosion Handbook*, 3rd/2nd eds. Wiley, 2000/2011. [Revie, 2011].
3. Fontana, M. G. *Corrosion Engineering* (3rd ed.). McGraw-Hill, 1986. [Fontana, 1986].
4. Nesic, S. Key issues related to modeling of internal corrosion of oil and gas pipelines — A review. *Corrosion Science*, 49 (2007) 4308–4338. [Nesic, 2007].
5. Kermani, A., Morshed, A. Carbon dioxide corrosion in oil and gas production -A compendium. *Corrosion*, 59 (2003) 659–683. [Kermani & Morshed, 2003].
6. de Waard, C., Lotz, U. Prediction of CO_2 Corrosion of Carbon Steel in Natural Gas Pipelines. NACE, 1993. [de Waard & Lotz, 1993].
7. Pourbaix, M. *Atlas of Electrochemical Equilibria in Aqueous Solutions*. NACE, 1974. [Pourbaix, 1974].
8. Ahmad, Z. *Principles of Corrosion Engineering and Corrosion Control*. Elsevier, 2006. [Ahmad, 2006].
9. Kvarekvål, J., et al. H_2S Corrosion of Carbon Steel under Simulated Kashagan Field Conditions. NACE CORR 2005, Paper 05300. OnePetro, 2005. [Kvarekvål et al., 2005].
10. Yan, T., et al. Mechanism and anti-corrosion measures of carbon dioxide corrosion. *iScience*, 26 (2023) 108521. [Yan et al., 2023].