

РАЗРАБОТКА И АПРОБАЦИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ ГАЗА

УДК 620.193::622.279

И.В. Игнатов, ООО «Газпром добыча Уренгой» (Новый Уренгой, Россия),
V.V.Kolchanova@gd-urengoy.gazprom.ru

С.С. Курдюмов, ООО «Газпром добыча Уренгой», T.N.Ilinova@gd-urengoy.gazprom.ru

А.Д. Юсупов, к.т.н., ООО «Газпром добыча Уренгой», A.D.Yusupov@gd-urengoy.gazprom.ru

А.И. Буртан, ООО «Газпром добыча Уренгой», A.I.Burtan@gd-urengoy.gazprom.ru

Д.Ю. Пионт, АО «ТСТ» (Щелково, Россия), D.Piont@pipe-st.ru

П.Н. Глазов, АО «ТСТ», P.Glazov@pipe-st.ru

Р.М. Кушаев, АО «ТСТ», R.Kushaev@pipe-st.ru

Рассмотрены особенности работы систем коррозионного мониторинга на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении в условиях протекания углекислотной коррозии. Предложена и апробирована новая концепция системы с применением гравиметрического, резистивного и электрометрического методов с использованием измерительной матрицы. Описан принцип действия системы коррозионного мониторинга и проанализированы достигнутые результаты. Оценена чувствительность отдельных элементов системы, а также подтверждена возможность получения данных о процессах коррозии в режиме реального времени.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УГЛЕКИСЛОТНАЯ КОРРОЗИЯ, СИСТЕМА КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА, РЕЗИСТИВНЫЙ МЕТОД, ГРАВИМЕТРИЧЕСКИЙ МЕТОД, ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ.

Разработка ачимовских отложений в ООО «Газпром добыча Уренгой» началась в 2009 г. вместе с вводом в эксплуатацию газоконденсатного промысла №22. Запасы углеводородов, сосредоточенные в них, относятся к трудноизвлекаемым. Добываемая продукция содержит водную фазу и диоксид углерода, парциальное давление которого превышает 0,2 МПа, что способствует протеканию углекислотной коррозии, которая носит локальный характер. Высокая температура (до 115 °С на забое скважин) дополнительно интенсифицирует этот процесс [1]. Впервые коррозионные дефекты выявлены в 2014 г. на элементах фонтанной арматуры, в 2016 г. – на внутренней поверхности газопроводов-шлейфов [2]. Ввиду того, что при проектировании не были предусмотрены мероприятия по противокоррозионной защите и коррозионному мони-

торингу (за исключением применения подземного оборудования скважин из коррозионно-стойкой стали марки 13Cr), возникла острая необходимость решения данной проблемы [3–5]. В результате на промысле была внедрена система ингибиторной защиты [6–8], которая потребовала разработки системы коррозионного мониторинга (СКМ) [9].

В состав СКМ, имеющей комплексный характер и предусматривающей использование различных методов [10, 11], входит в числе прочего оценка скорости коррозии с помощью гравиметрических узлов контроля [12, 13]. К основным недостаткам СКМ относятся:

- отсутствие возможности извлечения узлов контроля коррозии под давлением (без остановки работы скважин);
- невозможность получения данных о процессах коррозии в режиме реального времени

и, как следствие, оперативного принятия решений о проведении противокоррозионных мероприятий.

Выявленные недостатки повлекли за собой необходимость совершенствования СКМ. Учитывая, что наиболее эффективные методы мониторинга углекислотной коррозии – гравиметрический и резистивный (измерение электрического сопротивления), было решено разработать принципиально новое комплексное устройство для оценки скорости процесса, включающее несколько методов, в том числе оба упомянутых.

Анализ российского рынка оборудования выявил отсутствие серийно выпускаемых СКМ, подходящих для работы в условиях высокого (до 47 МПа) пластового давления, характерного для ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Поэтому начиная с 2018 г. в рамках



взаимодействия ООО «Газпром добыча Уренгой» с отечественными производителями были разработаны и испытаны две системы.

Накопленный опыт применения СКМ позволил выявить значительное количество недостатков:

- высокую трудоемкость процедуры монтажа/демонтажа системы;
- отсутствие возможности замены образцов – свидетелей коррозии в условиях кустовой площадки;
- нестабильность работы программного обеспечения;
- отсутствие возможности зарядки аккумуляторного блока и его замены в полевых условиях;
- низкое качество кабельной продукции;
- влияние температуры окружающей среды на показания резистивного датчика.

Авторами публикации был изучен опыт производителей по разработке и апробации СКМ [9, 10], а также проведен анализ результатов использования систем на объектах газодобывающих обществ ПАО «Газпром», по итогам которого отмечены дополнительные недостатки:

- низкое качество некоторых узлов СКМ, выявляемое при эксплуатации в период отрицательных температур;
- создание в трубопроводах малых диаметров существенного местного сопротивления и образование гидратов по причине значительного перекрытия потока не подходящими под условия эксплуатации устройствами, входящими в состав СКМ.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Учитывая все перечисленные недостатки, специалистами АО «ТСТ» совместно с ООО «Газпром добыча Уренгой» в 2022 г. была разработана новая концепция СКМ, включающая использование гравиметрического, резистивного и электрометрического метода с применением

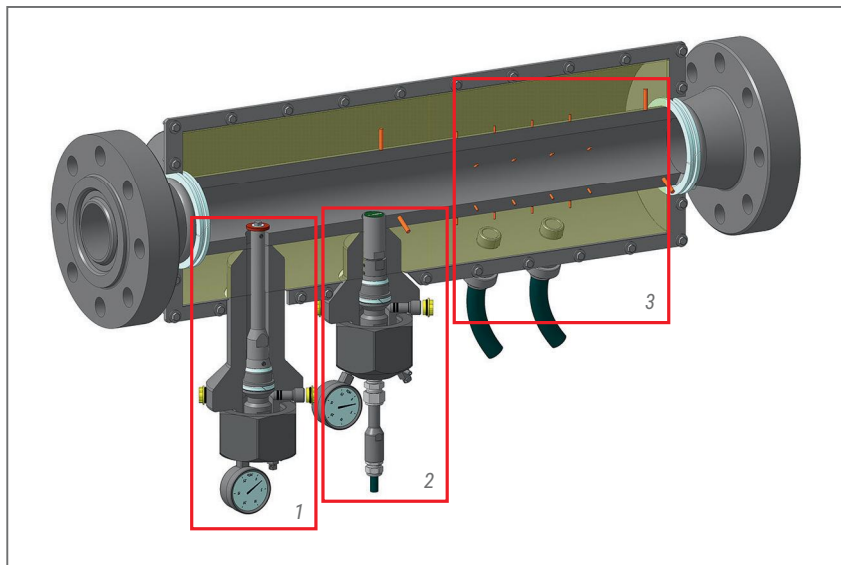


Рис. 1. Стандартные подсистемы коррозионного мониторинга:
1 – ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-ИИГ; 2 – ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-ИИС;
3 – ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-КТМ

измерительной матрицы (КТМ-метод) и пригодная к эксплуатации в условиях высокого пластового давления.

Созданная СКМ (рис. 1) базируется на серийно выпускаемом оборудовании и включает три стандартные подсистемы мониторинга внутренней коррозии: ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-ИИГ (гравиметрический метод), ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-ИИС (резистивный метод), ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-КТМ (КТМ-метод).

Подсистема ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-ИИГ предназначена для оценки скорости внутренней коррозии и эрозии гравиметрическим методом за счет сравнения массы чувствительного элемента (образца-свидетеля) до погружения в агрессивную среду с его массой после извлечения. Относится к интрузивным подсистемам и требует доступа к внутренней полости объекта мониторинга.

Подсистема ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-ИИС предназначена для оценки скорости внутренней коррозии методом измерения электрического сопротивления чувствительного элемента интрузивного датчика (резистивным методом). Имеет механизм компенсации температурных изменений, относится к интрузивным подсистемам и тре-

бует доступа к внутренней полости объекта мониторинга.

Подсистема ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-КТМ предназначена для оценки скорости внутренней коррозии посредством контроля изменения толщины стенки электрометрическим методом, основанным на изменении падения потенциалов постоянного тока, при помощи измерительной матрицы, размещаемой на наружной поверхности объекта мониторинга. Принцип действия основан на технологии построения карт электрического поля: электрическое сопротивление металла растет в местах, где коррозия/эрозия вызывает утонение стенки трубы. Определение изменения толщины стенки контролируемого объекта осуществляется в пределах площади, занимаемой измерительной матрицей.

Данные, поступающие от ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-ИИС и ПКМ-ТСТ-КонтКорр®-КТМ, можно передавать по закрытому GSM-каналу связи на локальную узловую станцию (сервер), где производится хранение, резервирование и обработка информации. Работа с данными, построение графиков и экспорт значений осуществляются в специализированном программном обеспечении.

Использование одновременно всех перечисленных подсистем на одном участке трубопровода направлено на получение данных о скорости коррозии тремя принципиально отличающимися методами, что в совокупности должно повысить степень их достоверности и позволить осуществлять своевременные корректировки режимов ингибиторной защиты. В связи с тем что у разных методов есть свои преимущества и недостатки, их комбинирование даст возможность получить максимально полную картину. Еще одно достоинство контроля скорости коррозии при помощи СКМ, в частности для гравиметрического устройства и резистивного датчика, заключается в возможности их обслуживания и замены без остановки работы скважины.

ОПЫТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА

Установлено, что наиболее опасные места протекания углекислотной коррозии на газоконденсатном промысле №22 Уренгойского месторождения – трубопроводы обвязки скважин высокого давления до регулирующего устройства [14]. В связи с этим для монтажа СКМ был выбран данный тип трубопроводов газоконденсатной скважины № 2А142.

Проведение опытных испытаний предусмотрено в соответствии с разработанной программой подконтрольной эксплуатации СКМ. Согласно этой программе предусматривалась оценка скорости коррозии при различных режимах эксплуатации скважины: с максимально открытым/прикрытым угловым дросселем, при подаче / периодической подаче / без подачи раствора ингибитора коррозии (РИК). Постоянная подача последнего осуществлялась через буферный фланец фонтанной арматуры с помощью блока дозирования химреагентов, что позволило оценить чувствительность СКМ и ее элементов к изменениям скорости коррозии.



Рис. 2. Система коррозионного мониторинга в составе трубопровода обвязки газоконденсатной скважины № 2А142

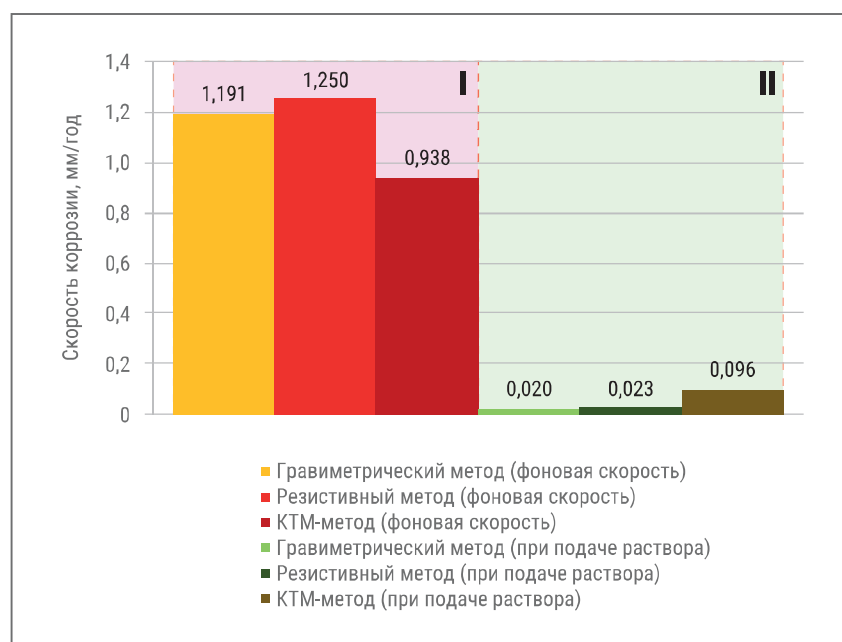


Рис. 3. Скорость коррозии на газоконденсатной скважине 2А141: I – при отсутствии подачи раствора ингибитора коррозии; II – при подаче раствора ингибитора коррозии

На рис. 2 показана СКМ в ходе испытаний 2023 г. в соответствии с программой подконтрольной эксплуатации.

На рис. 3 представлено сопоставление скоростей коррозии, полученных с помощью входящих в состав СКМ подсистем при различных режимах эксплуатации скважин: без подачи РИК (фоновая скорость коррозии) / с подачей РИК.

Отмечена явная сходимость результатов, полученных с помощью трех методов при замере фоновой скорости коррозии: расхождение не превышает 25 %. Кроме того, наблюдаются высокая сходимость значений, определенных с помощью резистивного и гравиметрического методов при подаче РИК (расхождение менее 15 %), и завышенное значение при ис-



пользовании КТМ-метода. Данные расхождения можно объяснить особенностями последнего при оценке низких скоростей коррозии с малым временем экспозиции, получаемых при ингибиторной защите. При увеличении времени экспозиции точность метода повышается, что может быть подтверждено при продолжении подконтрольной эксплуатации.

Отличительная особенность КТМ-метода заключается в возможности определения скорости коррозии не в локальной точке, как в случае резистивного и гравиметрического, а сегментированно на всей площади, занимаемой измерительной матрицей, в зависимости от ее конфигурации. Таким образом можно выявить участки с более активным протеканием коррозионных/эрозионных процессов.

Известно, что применяемые в СКМ методы не всегда дают верное представление о скорости коррозии, указывая лишь на изменение агрессивности среды в точке замера (особенно резистивный и КТМ-методы). Резистивный метод предоставляет ограниченную информацию об особенностях коррозионного процесса ввиду расположения чувствительного элемента (рабочей пластины) внутри датчика. КТМ-метод позволяет зафиксировать локальную коррозию, однако из-за механизма расчета скорости (определяется в пределах различных сегментов площади измерительной матрицы посредством изменения толщины стенки контролируемого объекта) ее значения могут значительно различаться на отдельных участках объекта мониторинга, например, в многофазном потоке. С учетом этих факторов, а также в связи с обширной практикой применения в качестве основополагающего метода замера скорости коррозии в реализованной СКМ принят гравиметрический. Он получил широкое распространение в отрасли по причине простоты проведения измерений и надежности полученных результатов.



Рис. 4. Внешний вид образцов-свидетелей коррозии из стали марки 09Г2С после испытаний: а) без ингибитора (скорость коррозии – 1,19 мм/год); б) с ингибитором (скорость коррозии – 0,02 мм/год)

На рис. 4 предоставлены фотографии образцов-свидетелей коррозии, устанавливаемых заподлицо с нижней образующей трубы, после экспозиции.

Высокая фоновая скорость коррозии на объекте исследований наглядно подтверждается многочисленными локальными поражениями образцов-свидетелей, выявленными после удаления с них продуктов коррозии (рис. 4а). На образце, экспозиция которого проводилась в период подачи РИК (рис. 4б), не наблюдается коррозионных повреждений, что говорит о достигнутом уровне необходимой эффективности ингибиторной защиты.

Несмотря на то что сходимость результатов оказалась достаточно высокой, необходимо учитывать, что полученные с помощью каждого метода значения скорости могут существенно различаться, особенно при коротком (до двух недель) времени экспозиции образцов. Основная причина – электрохимическая гетерогенность поверхности металла, ее непредсказуемое влияние на закрепление микрогальванопар в условиях присутствия диоксида углерода и конденсации влаги и, как следствие, развитие локальных очагов коррозии, которые проблематично зафиксировать с использованием одного метода оценки скорости. В связи с этим использование в СКМ одновременно трех методов позволяет сформировать более точную

картину коррозионного состояния объекта.

В целях оценки работы системы в режиме реального времени было проведено исследование чувствительности резистивного метода. Работы проводились в два этапа.

В рамках первого скважина эксплуатировалась в режиме максимально открытого углового дросселя с постоянной подачей РИК в течение одного месяца (рис. 5, участок I). Далее подача раствора прекращалась, велось наблюдение за ростом скорости коррозии до допустимого (0,1мм/год) значения [15], а также выхода на плато постоянных величин (рис. 5, участки II и III).

Полученные данные свидетельствуют о чувствительности резистивного датчика к изменению скорости коррозии при прекращении подачи РИК (рис. 5, участок III). Время его реагирования не превышало 48 ч, однако скорость коррозии возрастала до значений более 0,1мм/год только через 98 ч. Это связано с тем, что сформировавшаяся ингибиторная пленка в течение некоторого времени сохраняет свои защитные свойства, после чего постепенно начинает локально разрушаться и в местах разрушения инициируются процессы коррозии.

Следует отметить, что анализ полученных данных выявил незначительные колебания скорости коррозии в пределах 0,1мм/год

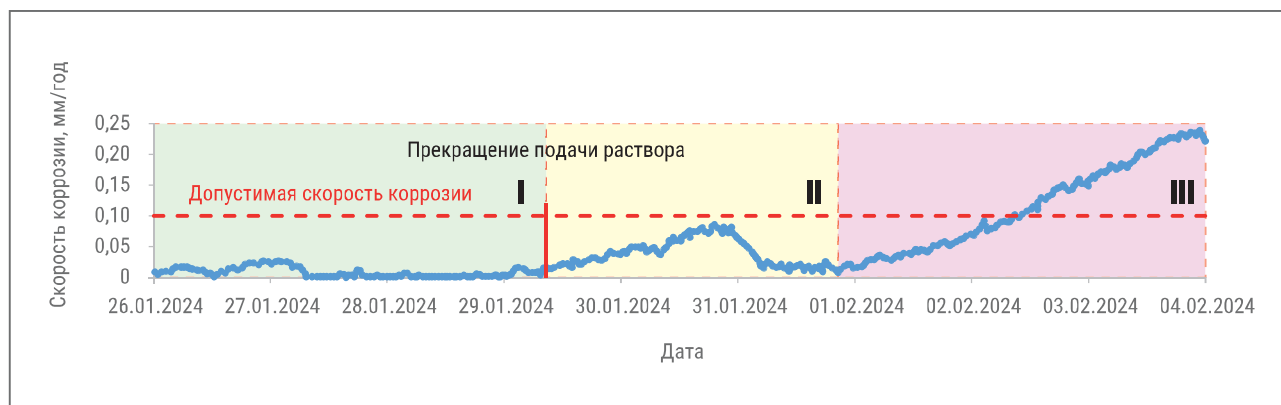


Рис. 5. Значения скорости коррозии, полученные резистивным методом, при различных условиях эксплуатации трубопровода: I – период подачи раствора ингибитора коррозии; II – период действия пленки ингибитора коррозии после прекращения подачи его раствора; III – период роста скорости коррозии в отсутствие раствора ингибитора коррозии

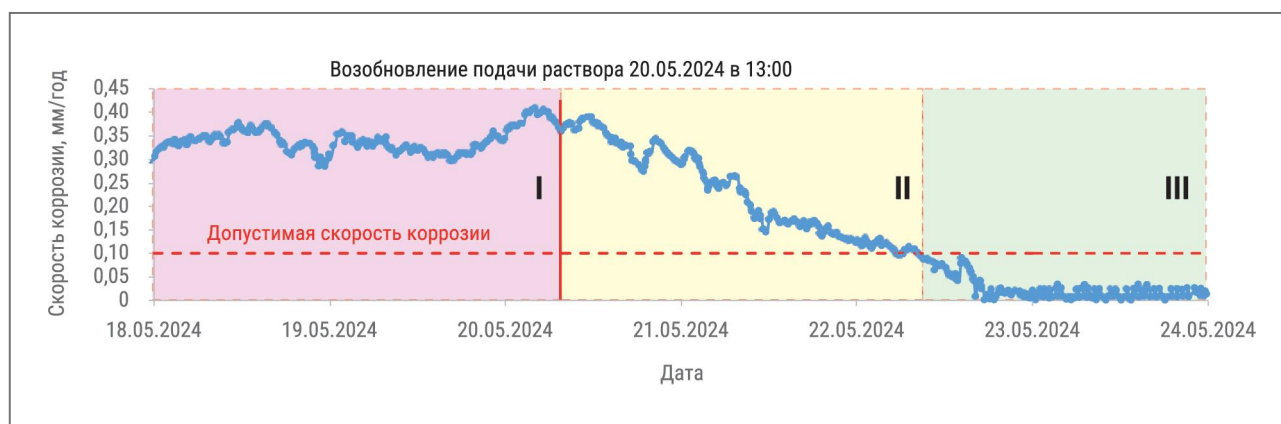


Рис. 6. Значения скорости коррозии, полученные резистивным методом, при различных условиях эксплуатации трубопровода: I – период эксплуатации трубопровода в отсутствие раствора ингибитора коррозии; II – время отклика системы коррозионного мониторинга на начало подачи раствора ингибитора коррозии; III – период эксплуатации трубопровода при подаче раствора ингибитора коррозии, когда ее скорость составляет менее 0,1 мм/год

в промежутке времени до 36 ч (рис. 5, участок II), возникающие до начала постоянного изменения скорости. Возможная причина – чувствительность резистивного датчика к изменению параметров работы скважины.

В рамках второго этапа оценки чувствительности резистивного метода эксплуатация скважины проводилась в режиме максимально прикрытого углового дросселя, без подачи РИК в течение одного месяца. Далее подача раствора возобновлялась и велось наблюдение за снижением скорости коррозии. Значения скорости на втором этапе испытаний приведены на рис. 6.

Полученные данные, как и на первом этапе, показали высокую чувствительность СКМ

к изменению скорости коррозии при возобновлении подачи РИК. Через 44 ч система зафиксировала снижение скорости менее допустимого значения 0,1 мм/год.

ВЫВОДЫ

Разработана и апробирована принципиально новая СКМ, функциональность которой позволяет получать достоверные данные о процессах коррозии в режиме реального времени в условиях ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

За период эксплуатации все узлы СКМ оставались на своих местах, сохранили герметичность и работоспособное состояние. При эксплуатации оборудования отсутствовали отказы в его работе.

В процессе обработки полученных данных не возникло отказов: сохранены архивные тренды-графики, которые доступны к визуализации в программном обеспечении.

Расхождение фоновых скоростей коррозии по резистивному, гравиметрическому и КТМ-методу не превышало 25 %.

Подтверждена высокая чувствительность СКМ к изменению скорости коррозии при возобновлении и прекращении подачи РИК. Время реагирования системы на изменение скорости коррозии не превышало 48 ч.

Для принятия окончательного решения о возможности применения СКМ на эксплуатируемых ООО «Газпром добыча Уренгой» объектах будут продолжены ее опытные испытания. ■



ЛИТЕРАТУРА

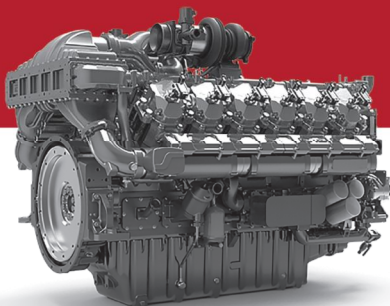
1. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Колинченко И.В., Юсупов А.Д. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. 2017. № 12 (761). С. 84–89. EDN: ZXGUMN.
2. Артеменков В.Ю., Корякин А.Ю., Дикамов Д.В. и др. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2017. № S2 (754). С. 74–79. EDN: ZGRRLD.
3. Слугин П.П., Ягафаров И.Р., Кантюков Р.Р. и др. Научный анализ технического состояния и защиты скважинного оборудования и промысловых трубопроводов ПАО «Газпром» в условиях добычи и транспортировки коррозионно-агрессивного газа. Часть 1 // Газовая промышленность. 2023. № 9 (854). С. 64–71. EDN: AJX0DO.
4. Kantuykov R.R., Zapevalov D.N., Vagarov R.K. Media corrosiveness and materials resistance at presence of aggressive carbon dioxide // Izvestiya. Ferrous Metallurgy. 2021. Vol. 64, No. 11. С. 793–801. DOI: 10.17073/0368-0797-2021-11-793-801. EDN: ZUZXEY.
5. Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. Оценка локальных дефектов на внутренней поверхности газопроводов, транспортирующих CO₂-содержащую продукцию // Дефектоскопия. 2022. № 10. С. 49–56. DOI: 10.31857/S0130308222100050. EDN: BTIERD.
6. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Колинченко И.В. и др. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2018. № 6. С. 48–55. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-6-48-55. EDN: YPXSIN.
7. Патент № 2747601 Российская Федерация, МПК C23F 11/00 (2006.01). Способ ингибиторной обработки трубопровода: № 2019143778: заявл. 23.12.2019; опубл. 11.05.2021 / Кобычев В.Ф., Шепитяк Р.Р., Юсупов А.Д., Москаленко В.В.; заявитель ООО «Газпром добыча Уренгой» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2747601C1_20210511 (дата обращения: 15.09.2024). EDN: UENYUY.
8. Патент № 2726714 Российская Федерация, МПК E21B 37/06 (2006.01), F17D 3/12 (2006.01). Установка для дозированной подачи раствора ингибитора коррозии в технологические трубопроводы газоконденсатных скважин: № 2019143786: заявл. 23.12.2019; опубл. 15.07.2020 / Александров В.В., Шепитяк Р.Р., Юсупов А.Д., Москаленко В.В.; заявитель ООО «Газпром добыча Уренгой» // Yandex.ru: патенты. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2726714C1_20200715 (дата обращения: 15.09.2024). EDN: CHMULQ.
9. Слугин П.П., Ягафаров И.Р., Кантюков Р.Р. и др. Научный анализ технического состояния и защиты скважинного оборудования и промысловых трубопроводов ПАО «Газпром» в условиях добычи и транспортировки коррозионно-агрессивного газа. Часть 2 // Газовая промышленность. 2023. № 10 (855). С. 32–40. EDN: POCXVL.
10. Кантюков Р.Р., Запелалов Д.Н., Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А. Сравнительный анализ основных методов коррозионного мониторинга объектов добычи углеводородов // Наука и техника в газовой промышленности. 2022. № 3 (91). С. 45–55. EDN: AORIUJ.
11. Вагапов Р.К., Ибатуллин К.А., Ярковой В.В. Сравнение инструментальных методов коррозионного мониторинга для условий объектов переработки углеводородов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2022. № 4. С. 38–41. EDN: KANLPZ.
12. Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Кобычев В.Ф. и др. Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГМК // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 5 (65). С. 63–66. EDN: XWQDVJ.
13. Кобычев В.Ф., Игнатов И.В., Шустов И.Н. и др. Совершенствование системы коррозионного мониторинга объектов добычи углеводородов ачимовских отложений // Нефтепромысловое дело. 2022. № 3 (639). С. 54–61. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-54-61. EDN: DALHIA.
14. Шустов И.Н., Москаленко В.В., Юсупов А.Д. и др. Влияние работы углового регулятора давления на техническое состояние трубопровода обвязки газоконденсатной скважины // Газовая промышленность. 2020. № 8 (804). С. 78–89. EDN: VQIFJO.
15. СТО Газпром 9.3–011–2011. Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования. М.: Газпром, 2011. 34 с.

INDUSTRIAL ENGINES

СЕРИЯ 12M33

Расположение и кол-во цилиндров

V12

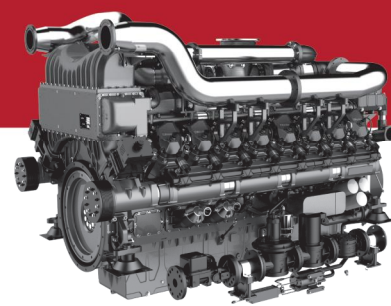


Ход поршня	Диаметр цилиндра	Рабочий объем	Длительная мощность ГПУ (СОР)
185 мм	150 мм	39.2 л	700 кВт

СЕРИЯ 16M33

Расположение и кол-во цилиндров

V16



Ход поршня	Диаметр цилиндра	Рабочий объем	Длительная мощность ГПУ (СОР)
185 мм	150 мм	52.3 л	1000 кВт

Общие характеристики газопоршневых двигателей:

- Номинальная частота вращения: 1500 об/мин
- Турбокомпрессор / ОНВ типа «Вода-Воздух»
- Ресурс двигателя до капитального ремонта: 60 000 м/ч
- Силовой картер
- Система смесеобразования: внешняя
- Низкий уровень шума
- Тип присоединения: SAE
- Полный комплект документации на русском языке
- Базовая комплектация с установленными контроллерами и жгутами
- Простота и унификация конструкции
- Многоступенчатый контроль качества
- Использование современных узлов, деталей, механизмов двигателя
- Возможность работы двигателей на газе с метановым числом более 50
- Возможность увеличения срока замены масла свыше 1000 моточасов
- Смотровые окна для возможности обслуживания, ревизии и замены шатунно-поршневой группы
- Унифицированный инструмент для проведения обслуживания
- Обучение сервисных специалистов

Адрес:
Российская Федерация,
Ярославская обл.,
Тутаевский р-н, г. Тутаев,
ул. Строителей, д. 12, офис 7.

E-mail:
info@volga-ind.ru – по общим вопросам
sales@volga-ind.ru – группа продаж
service@volga-ind.ru – по вопросам качества,
гарантии и сервиса

Телефоны:
+7 (4852) 20-51-88
+7 (4852) 20-51-17 –
группа продаж
и сервиса

volga-ind.ru

