

УДК-622.276.72

Попов Илья Анатольевич

студент магистр

2 курс, факультет- Институт нефтегазового инжиниринга и цифровых

технологий (ИНИЦТ)

Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет.

Россия, г. Уфа

Назарова Анна Алексеевна

Инженер технического отдела ООО «Газпром добыча Оренбург»

Россия, г. Оренбург

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ,
СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И ГИДРАТООБРАЗОВАНИЙ НА СКВАЖИНАХ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Аннотация: В статье рассматривается анализ работы ингибиторов коррозии солеотложений и гидратообразования на фонде скважин ОНГКМ. Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) является одним из крупнейших месторождений России, характеризующимся сложными условиями эксплуатации скважин. Основными проблемами при добыче углеводородов являются коррозия оборудования, образование солевых отложений и гидратных пробок.

Ключевые слова: Ингибиторы коррозии, ингибиторы солеотложений, ингибиторы гидратообразования, ОНГКМ, метанол, защита оборудования.

Abstract: This article analyzes the performance of corrosion inhibitors, scale formation, and hydrate formation in the Orenburg oil and gas condensate field (OOGCF) well stock. The Orenburg oil and gas condensate field (OOGCF) is one of Russia's largest fields, characterized by challenging well operating conditions.

The main challenges during hydrocarbon production include equipment corrosion, scale formation, and hydrate plugs.

Keywords: Corrosion inhibitors, scale inhibitors, hydrate formation inhibitors, OOGCF, methanol, equipment protection

Введение

В современном мире, где энергетические ресурсы играют ключевую роль в экономическом и социальном развитии, эффективность и безопасность добычи природного газа становятся все более актуальными. Газовые скважины представляют собой сложные инженерные сооружения, которые требуют постоянного контроля и оптимизации для обеспечения стабильной работы. Одной из главных проблем в эксплуатации газовых скважин является образование гидратов и коррозия оборудования. Для борьбы с этими явлениями используются специальные химические вещества — ингибиторы. В данной статье мы рассмотрим эффективность технологий в системе подачи комплексного ингибитора коррозии и гидратообразования на фонд газовых скважин, а также обсудим роль метанола и автоматизации в этом процессе.

Проблемы коррозии и гидратообразования в газовых скважинах

Коррозия

Коррозия является одной из наиболее серьезных проблем, с которой сталкиваются операторы газовых скважин. Этот процесс ведет к разрушению металлических элементов оборудования, что может привести к авариям и значительным финансовым потерям. Основными факторами, способствующими коррозии, являются присутствие агрессивных химических веществ, таких как сероводород и углекислый газ, а также высокая влажность.

Гидратообразование

Гидраты представляют собой кристаллические соединения, образующиеся при взаимодействии газа с водой при низких температурах и высоком давлении. Образование гидратов может привести к закупорке трубопроводов и остановке добычи газа. Это особенно актуально для месторождений, расположенных в условиях холодного климата.

Ингибиторы как решение проблем

Ингибитор коррозии

Ингибиторы коррозии — это вещества, которые добавляются в рабочую среду для снижения скорости коррозии оборудования. Эти химические средства образуют защитную пленку на поверхности металла, предотвращая его реакцию с агрессивными агентами. Современные ингибиторы разрабатываются с учетом специфических условий эксплуатации, что позволяет значительно продлить срок службы оборудования[1].

Ингибитор гидратообразования

Ингибиторы гидратообразования предотвращают образование кристаллических структур, замедляя или полностью останавливая процесс гидратообразования. Такие ингибиторы особенно важны для газовых скважин, работающих в условиях низких температур. Одним из наиболее эффективных средств является метанол, который понижает температуру образования гидратов [2].

Роль метанола в борьбе с гидратообразованием

Метанол является одним из самых распространенных антигидратов. Он добавляется в газовую смесь, изменяя физико-химические свойства среды, что предотвращает образование гидратов. Метанол эффективен, прост в

использовании и относительно недорогой, что делает его незаменимым в арсенале средств борьбы с гидратообразованием.

Преимущества метанола

1. Высокая эффективность: метанол значительно снижает температуру образования гидратов.
2. Легкость в использовании: не требует сложного оборудования для внедрения.
3. Экономичность: относительно низкая стоимость делает его доступным для широкого применения.

Анализ эффективности применяемых ингибиторов коррозии, солеотложений и гидратообразований

На скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) для борьбы с коррозией и гидратообразованием применяются комплексные методы, включающие использование различных типов ингибиторов, в основном на основе метанола и специализированных органических соединений.

Применяемые ингибиторы и методы

Термодинамические ингибиторы гидратообразования: Основным и широко применяемым реагентом является метанол. Он используется как для предотвращения образования гидратов, так и для ликвидации уже образовавшихся. Метанол подается в скважины по метанолопроводам, часто с использованием специальных регуляторов расхода для каждой скважины.

Специализированные ингибиторы гидратообразования: Также применяются коммерческие продукты, например, Pyroll Wincrust 205. Эти ингибиторы могут быть кинетического типа и часто содержат метанол в качестве основного компонента или растворителя.

Ингибиторы коррозии: Выбор ингибиторов коррозии обусловлен агрессивными условиями ОНГКМ, включая наличие сероводорода и диоксида углерода. Используются различные органические ингибиторы, часто комплексного действия, предназначенные для защиты оборудования в высококоррозионных средах.

Комплексные ингибиторы (КИГиК): Для оптимизации процесса часто используются комплексные ингибиторы гидратообразования и коррозии, подаваемые по одному трубопроводу.

Требования к ингибиторам на ОНГКМ: В условиях повышенной влажности газа требуется, чтобы ингибиторы обладали хорошей диспергируемостью или растворимостью в воде, а также повышенной летучестью и эффектом последействия.

Анализ эффективности

Анализ эффективности применяемых ингибиторов проводится регулярно. Основные подходы:

Лабораторные исследования: Проводятся испытания различных ингибиторов в лабораторных условиях (например, изотермическим методом) для оценки их эффективности перед опытно-промышленными испытаниями.

Промысловые испытания и мониторинг: Эффективность подтверждается расчетом минимально необходимого количества ингибитора и оценкой экономических затрат. Также осуществляется постоянный коррозионный мониторинг для оценки качества защиты фонда скважин и корректировки дозировок ингибиторов.

Учет специфики месторождения: Из-за высокого содержания сероводорода и углекислоты, а также обводненности продукции, подбор ингибиторов является индивидуальным для каждого типа скважин или участка месторождения.

Ингибиторы гидратообразования предотвращают образование газовых гидратов, воздействуя на два ключевых аспекта процесса: они снижают

активность воды, изменяя термодинамические условия, благоприятные для гидратообразования, и значительно замедляют скорость роста уже существующих гидратов [5].

В процессе подбора определённого ингибитора гидратообразования рекомендуется учитывать следующие аспекты [9]:

геологические особенности, физические и географические характеристики, а также климатические особенности конкретного месторождения;

природный газ, добываемый в промышленных масштабах, содержит не только парафиновые углеводороды, но и разнообразные примеси как неорганической, так и органической природы. К числу неорганических загрязнителей относятся так называемые «кислые газы», в частности, углекислый газ (CO_2) и сероводород (H_2S). Среди органических примесей существенную долю занимают серосодержащие соединения, такие как серооксид углерода (COS), сероуглерод (CS_2), меркаптаны (RSH), тиофены и другие вещества, которые негативно влияют на качество газа и осложняют процессы его переработки и транспортировки;

особенности дозирования ингибитора на технологические узлы ввода – автоматические методы управления и контроля процесса ингибирования;

эффективность и практичность восстановления используемых ингибирующих жидкостей и определение наиболее подходящего метода для их регенерации;

стратегии и подходы к обезвреживанию использованных смесей ингибиторов, непригодных для повторного использования.

Согласно проведенному анализу зарубежных и отечественных исследований, было выявлено, что этим требованиям в той или иной степени отвечают: хлориды кальция и бария, метиловый спирт (метанол), гликоли – этиленгликоль(ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль(ПГ), смеси гликолей с их эфирами и т. д.

На газодобывающих объектах широко используют метод инжектирования метанола (CH_3OH) в поток газа для предотвращения образования гидратов. В процессе смешивания с метанолом, влага, присутствующая в газе в виде пара и капель, образует с ним азеотропные смеси, что существенно понижает температуру их замерзания. Это приводит к абсорбции водяных паров в газе, эффективно снижая точку росы и препятствуя формированию гидратов. Введение метанола осуществляется обычно после первичных сепараторов под давлением, создаваемым разницей между давлением в высоконапорной скважине, к которой подсоединен резервуар с метанолом, и давлением в тех скважинах, куда метанол дозируется, и это давление составляет порядка 30–50 кгс/см²[8]. Такой способ используют на газовых промыслах для борьбы с образованием гидратов.идратов.

Ингибиторы гидратообразования предотвращают образование газовых гидратов, воздействуя на два ключевых аспекта процесса: они снижают активность воды, изменяя термодинамические условия, благоприятные для гидратообразования, и значительно замедляют скорость роста уже существующих гидратов [5].

В процессе подбора определённого ингибитора гидратообразования рекомендуется учитывать следующие аспекты [9]:

- геологические особенности, физические и географические характеристики, а также климатические особенности конкретного месторождения;

- природный газ, добываемый в промышленных масштабах, содержит не только парафиновые углеводороды, но и разнообразные примеси как неорганической, так и органической природы. К числу неорганических загрязнителей относятся так называемые «кислые газы», в частности, углекислый газ (CO_2) и сероводород (H_2S). Среди органических примесей существенную долю занимают серосодержащие соединения, такие как

серооксид углерода (COS), сероуглерод (CS₂), меркаптаны (RSH), тиофены и другие вещества, которые негативно влияют на качество газа и осложняют процессы его переработки и транспортировки;

- особенности дозирования ингибитора на технологические узлы ввода – автоматические методы управления и контроля процесса ингибирования;

- эффективность и практичность восстановления используемых ингибирующих жидкостей и определение наиболее подходящего метода для их регенерации;

стратегии и подходы к обезвреживанию использованных смесей ингибиторов, непригодных для повторного использования.

Согласно проведенному анализу зарубежных и отечественных исследований, было выявлено, что этим требованиям в той или иной степени отвечают: хлориды кальция и бария, метиловый спирт (метанол), гликоли – этиленгликоль(ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль(ПГ), смеси гликолей с их эфирами и т. д.

На газодобывающих объектах широко используют метод инжектирования метанола (СН₃ОН) в поток газа для предотвращения образования гидратов. В процессе смешивания с метанолом, влага, присутствующая в газе в виде пара и капель, образует с ним азеотропные смеси, что существенно понижает температуру их замерзания. Это приводит к абсорбции водяных паров в газе, эффективно снижая точку росы и препятствуя формированию гидратов. Введение метанола осуществляется обычно после первичных сепараторов под давлением, создаваемым разницей между давлением в высоконапорной скважине, к которой подсоединен резервуар с метанолом, и давлением в тех скважинах, куда метанол дозируется, и это давление составляет порядка 30–50 кгс/см²[8]. Такой способ используют на газовых промыслах для борьбы с образованием гидратов.идратов.

Использование ингибиторов гидратообразования. Ввод метанола в газопровод производится через специальные отводы, интегрированные в конструкцию магистральных кранов. Закачка обеспечивается передвижной

метанольной установкой. Слив метанола осуществляется гравитационным способом, с возможностью увеличения скорости за счет создания дифференциального давления на магистральном кране [8].

Операция инъекции метанола в газопровод с расходом 800 литров за 20 минут характеризуется высокой производительностью. Данный подход исключает потребность в использовании компрессоров высокого давления, что приводит к упрощению технологического процесса и снижению капитальных и эксплуатационных затрат [4]. Основная сложность заключается в том, что для использования данного метода требуется предварительно внести изменения в конструкцию газопровода, установив специальные соединительные элементы. В качестве альтернативы метанолу, для предотвращения образования гидратов в газопроводах, может использоваться хлорид кальция (CaCl_2). Хлорид кальция выгодно отличается от метанола более низкой ценой, доступностью, а также безопасностью для здоровья и окружающей среды.

Однако использование растворов хлористого кальция для ингибирования гидратообразования в магистральных газопроводах затруднено логистическими сложностями, связанными с необходимостью применения специализированного оборудования для приготовления раствора. В связи с этим, данная технология не нашла широкого применения на трассах газопроводов. В то же время, хлористый кальций успешно используется для предотвращения и ликвидации гидратных пробок на газовых промыслах, в подземных хранилищах газа, а также в процессах осушки газа.

Метод разрушения гидратов с помощью снижения давления. Для ликвидации гидратной пробки в газопроводе используется метод депрессии. Сначала проблемный сегмент изолируется от основной системы. Затем, посредством продувочных линий, расположенных с обеих сторон от гидрата, осуществляется постепенный сброс давления в атмосферу. Ключевым моментом является плавное снижение давления, предотвращающее его резкие колебания. Контроль за процессом осуществляется с помощью манометров, установленных на кранах, и поддержания связи между операторами.

Метод одностороннего сброса давления между краном и пробкой был признан небезопасным из-за риска возникновения гидравлического удара. Неравномерное распределение давления могло привести к неконтролируемому перемещению пробки и, как следствие, к повреждению запорной арматуры. Снижение давления эффективно для разрушения гидратных пробок, сформировавшихся при положительных температурах, но неэффективно при отрицательных температурах.

Метод разрушения гидратов с помощью повышения температуры. Термическое разложение гидратов в газопроводе требует подвода определенного количества теплоты к месту их формирования. В качестве теплоносителя для доставки теплоты используется вода. Для эффективного разложения необходимо поддерживать температуру в зоне гидратообразования выше 0 °С. Объем воды, требуемый для разложения, варьируется в зависимости от типа гидрата, но, как правило, относительно невелик. Для оптимизации объема воды, используемого в процессе разложения гидратов природного газа, рекомендуется руководствоваться данными.

В ходе проведенных исследований был выполнен сравнительный анализ современных методов борьбы с газовыми гидратами..

Заключение

В данной работе были выявлены основные причины гидратообразования при различных технологических операциях, проведен анализ общих методов предупреждения и ликвидации гидратообразования. Выявлена причина гидратообразования в промышленных трубопроводах – сочетание компонентов

углеводородного газа с водой при определенных «благоприятных для образования гидратов» термобарометрических условиях. Представлены факторы, обуславливающие образование гидратов в магистральных трубопроводах. Частичная или полная закупорка проходного сечения трубопровода гидратами может вызвать серьезные эксплуатационные осложнения и привести к крупным аварийным ситуациям.

Также в ходе проведенного анализа были выделены основные методы борьбы с гидратами, применяемые в настоящее время на различных этапах технологической цепочки добычи газа (сбор, подготовка, транспортировка, распределение), выделены преимущества и недостатки каждого метода и даны дальнейшие рекомендации по их применению.

Данные мероприятия помогут обеспечить безаварийность технологических процессов в условиях возможного гидратообразования и указывают на их актуальность для газовой промышленности России.

Использованные источники

1. Ахметов, А.Ф. Борьба с гидратообразованием и коррозией в системах сбора и подготовки газа / А.Ф. Ахметов, Р.Х. Галиев. – М.: Недра, 2018. – 256 с.
2. Гриценко, А.И. Современные ингибиторы коррозии для нефтегазовой промышленности / А.И. Гриценко, Ю.Н. Шепелев // Газовая промышленность. – 2020. – № 5(789). – С. 64–68.
3. Мокаба, С. Справочник по добыче природного газа / С. Мокаба, У. Пое; пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2017. – 912 с.

4. Петров, А.А. Автоматизация технологических процессов в добыче газа / А.А. Петров, В.И. Сидоров. – Уфа: Монография, 2019. – 198 с.
5. Практика применения метанола для предотвращения гидратообразования на газоконденсатных месторождениях / О.В. Кравцова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 9. – С. 102–106.
6. Технический регламент по безопасному ведению работ при добыче газа. – М.: Федеральный горный и промышленный надзор России, 2018. – 145 с.
7. Ющенко, К.С. Комплексные реагенты для защиты оборудования от коррозии и гидратообразования / К.С. Ющенко, М.А. Лебедев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 1(45). – С. 78–85.
8. Экономическая оценка эффективности внедрения автоматизированных систем управления в добыче полезных ископаемых: учебное пособие / под ред. Г.Р. Валеева. – Казань: КНИТУ, 2020. – 167 с.