

*Спивак В.С. Методология выбора ингибитора гидратообразования на газоконденсатном месторождении с подводным добычным комплексом // Академия педагогических идей «Новация». Серия: Студенческий научный вестник. – 2019. – №6 (июнь). – АРТ 503-эл. – 0,2 п.л. - URL: <http://akademnova.ru/page/875550>*

**РУБРИКА: НАУКИ О ЗЕМЛЕ**

**УДК 66-5**

**Спивак Владислав Сергеевич**  
студент 1 курса магистратуры, факультет горно-нефтяной  
*Научный руководитель:* Пономарев А.И., зав. кафедрой РГКМ,  
д.т.н., профессор, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет»  
г. Уфа, Российская Федерация  
e-mail: [rusoil.net](mailto:rusoil.net)

**МЕТОДОЛОГИЯ ВЫБОРА ИНГИБИТОРА  
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ  
МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПОДВОДНЫМ ДОБЫЧНЫМ  
КОМПЛЕКСОМ**

*Аннотация:* Данная статья посвящена проблеме методологии оптимального выбора ингибитора гидратообразования на газоконденсатном месторождении с подводным добычным комплексом.

*Ключевые слова:* газоконденсатное месторождение, ингибиторы гидратообразования, моноэтиленгликоль.

**Spivak Vladislav**  
1st year master, mining and oil faculty  
Supervisor: A. Ponomarev, Head of GCFD Department, PhD, Professor  
FGBOU VO «Ufa State Petroleum Technological University»  
Ufa, Russian Federation

## **METHODOLOGY FOR THE SELECTION OF THE INHIBITOR OF HYDRATE FORMATION ON A GAS-CONDENSATED FIELD WITH AN UNDERWATER PRODUCTION COMPLEX**

*Abstract:* This article is devoted to the problem of the methodology for the optimal choice of a hydrate formation inhibitor in a gas condensate field with an underwater mining complex.

*Keywords:* gas condensate field, hydrate inhibitors, monoethylene glycol.

При определенных термодинамических условиях в газоконденсатных месторождениях образуются кристаллические соединения – гидраты, которые закупоривают магистральный трубопровод и оборудование промысла. При ликвидации данных пробок предприятие несет большие затраты (порядка 20% от себестоимости товарного газа). Поэтому актуальностью данной статьи является анализ выбора и использования ингибитора гидратообразования для шельфовых месторождений.

Сооружения морского добычного комплекса месторождения включают в себя скважины с подводным расположением устьев, сборный манифольд, систему трубопроводов и шлангокабелей, линию подачи ингибитора гидратообразования и береговую площадку управления подводным добычным комплексом.

Продукция скважин добывается из скважин с подводным заканчиванием, поступает на сборный манифольд и по коллектору под действием пластового давления транспортируется на береговую установку комплексной подготовки газа. Транспортировка продукции скважин от сборного манифольда на береговую установку комплексной подготовки газа осуществляется по сборному коллектору. Параллельно ему прокладывается

совмещенная линия шлангокабеля и трубопровода для подачи ингибитора гидратообразования.

В процессе эксплуатации газоконденсатных залежей газоконденсатных месторождений существуют условия гидратообразования в трубопроводах транспорта газа с подводного добычного комплекса до установки комплексной подготовки газа. Кроме того, для подготовки газа и конденсата к транспорту используется технология низкой температурной сепарации, где также существуют условия гидратообразования. Эти условия определяют необходимость подачи ингибитора как на скважины, для ингибирования газосборной системы, так и на установку комплексной подготовки газа перед установкой низкой температурной сепарации [1].

Для обоснования типа антигидратного реагента необходимо провести технологическое сравнение метанола и моноэтиленгликоля. Метанол является высокоактивным реагентом, который обеспечивает безгидратную работу оборудования, с максимальной депрессией по температуре равной 80 °С. Так же он не образует эмульсии при наличии в газе механических примесей, ингибиторов коррозии, масел, углеводородного конденсата. Существенным минусом метанола являются его высокие объемы потерь (до 0,33 г/м<sup>3</sup> товарного газа), а также значительная растворимость в продуктах переработки (в газовой и жидких средах), что сказывается на качестве переработанного сырья.

Метанол успешно применяется на установках низкотемпературной обработки газа и на объектах с температурным уровнем сепарации до –30 °С. Данный реагент способен регенерироваться методом ректификации, но могут возникнуть определенные осложнения, связанные с присутствием ароматиков в конденсате, которые приводят к образованию азеотропов, что,

в свою очередь, снижает эффективность регенерации. Явным преимуществом метанола является отсутствие опасности замерзания, а также незначительные потери при прокачке по метанолопроводам.

Моноэтиленгликоль имеет меньшую активность по сравнению с метанолом. При применении данного ингибитора необходимо более тщательное его распределение в потоке газа. В противном случае возможно локальное скопление ингибитора и выпадение гидратов. Так как этот реагент образует эмульсии при наличии в газе механических примесей, ингибиторов коррозии, масел, углеводородного конденсата, то следует применять дополнительные мероприятия: нагрев, применение коагуляторов, антивспенивателей. Также моноэтиленгликоль обладает небольшими потерями (до 0,0052 г/м<sup>3</sup>) товарного газа. При использовании моноэтиленгликоля следует применять антикоррозионные добавки. Он обладает большей вязкостью, чем метанол. При хранении данного реагента требуются отапливаемые складские помещения, необходимо предусмотреть прокладку теплоспутников для гликолепроводов. Также он способен к регенерации [2].

При выборе ингибитора гидратообразования для газоконденсатных залежей учитываются следующие факторы:

- способность ингибитора предотвращать гидратообразование;
- низкая температура застывания ингибитора;
- легкая смешиваемость с газом;
- стоимость ингибитора;
- налаженное широкое производство отечественной промышленностью и отработанная схема доставки.

В качестве ингибитора на всех действующих месторождениях Крайнего Севера России широко применяется водный раствор метанола. В зарубежной практике более широкое применение имеет моноэтиленгликоль [3]. При всех достоинствах метанола (легкая смешиваемость с газом, благодаря высокой летучести, низкая температура замерзания, способность не только предотвращать гидратообразование, но и разлагать гидратные пробки, малая вязкость, сравнительно низкая стоимостью и широкая промышленная база изготовления), следует отметить и его недостатки при применении на месторождении с подводным добычным комплексом:

- высокая токсичность, что опасно при порыве ингибиторопровода в условиях его подводной прокладки;
- значительные безвозвратные потери метанола с товарным газом и конденсатом.

Мероприятия по очистке конденсата от метанола достаточно дорогостоящи, и потребуют строительства и обслуживания специальной установки, которая будет включать цепочку сложных технологических процессов: экстракцию метанола из конденсата водой, осушку конденсата гликолем и регенерацию гликоля. Капитальные и эксплуатационные затраты на такую установку существенно увеличат себестоимость конденсата. При использовании моноэтиленгликоля значительно (до 20 раз) сокращаются потери ингибитора с товарным газом и конденсатом и соответственно объемы хранения ингибитора гидратообразования.

Для регенерации насыщенного водой моноэтиленгликоля на месторождении строят установку огневой регенерации.

Одной из проблем, возникающей при пуске установку комплексной подготовки газа в эксплуатацию, является ухудшение качества регенерированного моноэтиленгликоля на установке регенерации. В

процессе подготовки, насыщенный пластовой водой, моноэтиленгликоль нагревается в испарителях для выпаривания воды. Регенерированный моноэтиленгликоль на выходе с установки регенерации имеет темный цвет. Фильтра, установленные на линиях подачи регенерированного моноэтиленгликоля, периодически забиваются грязью. Причиной образования механических примесей при нагреве насыщенного моноэтиленгликоля, являются способность его соединений связываться с ароматическими углеводородами и асфальто-смолистыми, содержащихся в пластовой продукции (бензолы) и асфальто-смолистые вещества.

В результате регенерации моноэтиленгликоля на установке комплексной подготовки газа в подготовленном растворе ингибитора образуются механические примеси черного цвета, хорошо растворимые в воде и не растворимые в конденсате. Для устойчивой и бесперебойной работы установки газового промысла необходимо разработка блоков очистки подготовленного моноэтиленгликоля от механических примесей [4].

На основании проведенного технико-экономического сравнения в качестве ингибитора гидратообразования в системе сбора и подготовки газа газоконденсатного месторождения с подводным добычным комплексом хорошо подойдет моноэтиленгликоль. При этом на установке комплексной подготовке газа должен предусматриваться резервный ингибитор метанол, применяемый в аварийных ситуациях, и в случае экстремально низких температур окружающей среды.

**Список использованной литературы:**

- 1 Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. — 596 с.
- 2 Фаресов А.В. Изучение технологических характеристик ингибиторов гидратообразования кинетического типа при применении и утилизации на объектах нефтегазодобычи / А.В. Фаресов, А.И. Пономарев // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 1 – с. 137 – 147
3. Дегтярёв Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера (практическое руководство) / Б. В. Дегтярёв, Г. С. Лутошкин, Э. Б. Бухгалтер. М.: Недра, 1969. — 120 с.
- 4 Кемпбел Д. М. Очистка и переработка природных газов. М.: Недра, 1977 – 349 с.

*Дата поступления в редакцию: 17.06.2019 г.*

*Опубликовано: 23.06.2019 г.*

*© Академия педагогических идей «Новация». Серия «Студенческий научный вестник», электронный журнал, 2019*

*© Спивак В.С., 2019*