

центратора. В этих областях высока вероятность появления дефектов. Следует отметить, что каждый из образцов справился с заданной нагрузкой и сохранил запас прочности материала.

Исследование материалов и конструкций, из которых изготовлены центраторы-турбулизаторы фирм: «Механический завод» и «Matrix», является задачей перспективной и способствует развитию базы устройств способствующих качественной цементации обсадных колонн при строительстве скважин.

Литература

1. Ашрафьян М.О., Булатов А.И. Влияние технологических факторов на качество цементирования скважин / Всерос. науч.-исслед. ин-т организации, управления и экономики нефтегаз. пром-ти. – М., 2000 – 55 с.
2. Лихущин А.М. Анализ промысловых исследований движения столба тампонажного раствора в колонне обсадных труб // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. 2011. – № 9. – С. 51-54.
3. Peckins O., Akhideno M., Faugeras H. New centralizers improve horizontal well cement-ing by 100% over conventional centralizers in the niger delta basin // SPE Production and Symposium. 24-27 March. Oklahoma City, 2001. 67198-MS SPE Conference Paper. DOI: 10.2118/67197-MS.
4. Официальный сайт компании Механический завод [Электронный ресурс]. – URL.:<https://www.mz-orisk.ru/products/civil/tsentratory-turbulizatory/>.
5. Официальный сайт компании Matrix [Электронный ресурс]. – URL.:<https://www.matrixengineered.com/products-services/well-construction/max-r-low-friction-centralizers>

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

С. А. Цедрик

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Влияние гидратообразования на объемы производимого газа, транспортируемого в магистральный газопровод.

Газ, по пути от скважины до установки комплексной подготовки газа (УКПГ), преодолевает изменения в давлении, понижение температуры. Когда температура понизится до температуры гидратообразования, то начинают образовываться кристаллогидраты, которые уменьшают площадь сечения в газопроводе. Это приводит к тому, что снижается производительность скважины. При обильном гидратообразовании, образуется пробка в шлейфе, которая сокращает проход газа по трубе. Гидратная пробка является серьезной аварией, ее ликвидация является дорогостоящей процедурой, требующая необходимых знаний и времени. Гидратообразование представляет собой соединение воды и углеводородов. По виду гидраты похожи на мокрый спрессованный снег. Факторы, которые влияют на образования гидратов- температура газа, его давление, степень насыщения газа водой. Гидратообразование образуется только тогда, когда температура газа, снижается ниже температуры точки росы. В таких условиях пары воды в газе начинают конденсироваться. Гидратные пробки при изменении термодинамического равновесия легко распадаются. Это связано с тем, что гидраты являются нестойкими химическими соединениями. Если же температурный режим не будет изменяться на протяжении определенного времени, то накопленный в шлейфе гидрат может находиться там длительное время. Чтобы избежать этого, необходимо заранее знать возможные места образования пробок, а также условия их возникновения. В 1934 г. американский ученый Хаммершмидт Е. Г. впервые заявил о явлении гидратообразования и указал, что газовые гидраты образуют пробку в трубопроводе, которая перекрывает проход газа и может привести к возможной аварии на промысле [3]. Наибольшую опасность представляет образование гидрата на предохранительных клапанах и прочей арматуры, так как гидратообразование уменьшает рабочую площадь сечения трубы, через нее, что приводит к полному перекрытию прохода трубопровода. Чем больше воды и гидратообразователя поступает, тем быстрее увеличивается гидратная пробка. В шлейфе возможно образование нескольких пробок. [1]

Места образования гидратов:

- штуцеры после редуцирования газа с давлением не более 6 Мпа и температурой менее 15 градусов, а также сепараторы и обвязка перед входом в сепаратор;
- обратные клапаны, задвижки, участки замера температуры;
- места, где скорость газового потока подвергается резкому изменению;
- прямолинейные участки газопроводов.

Образование гидратов в них, также зависит от скорости потока.

Способы устранения гидратообразования:

- нарушить равновесие гидратов, путём сбрасывания давления за пробкой;
- отогрев трубопровода паром или горячей водой.

Впрыскивание жидкого метанола в трубопровод. Метанол — это ингибитор, который способен понижать температуру гидратообразования, разрушает кристаллы и гидратные пробки.

В зависимости от расположения, внешних условий, размеров пробки происходит выбор технологии устранения гидратообразования. Если проход через трубопровод ещё остался, то через входные штуцера вводится ингибитор. Если же пробка сплошная и прохода по трубе нет, но ее размеры не велики, то также можно ввести ингибитор. Если длина пробки очень большая, то метанол вводят через окна в трубопроводе, затем окна завариваются. При отрицательной температуре вода, образовавшаяся в результате разложения гидратообразования,

может закристаллизоваться, поэтому необходимо регулировать количество ингибитора таким образом, чтобы получившийся раствор не образовал ледяную пробку.

Можно устранить пробки путем нагревания трубопровода, изменением температуры на 20-30°C. На практике трубопровод отогревают паром или горячей водой. Недостатками данного метода является сложность подачи теплоты по трубопроводу.

Все эти методы являются затратными для производства, поэтому предлагается применение и разработка системы автоматического предотвращения гидратообразования.

Система должна состоять из постоянного отслеживания факторов, которые влияют на образование гидратов, а также необходимого фонда знаний. Самым простым способом борьбы с гидратообразованием является подача ингибитора. Программа поможет регулировать необходимое количество впрыска в зависимости от изменения параметров в реальном времени, влияющих на их образование, таких как давление и температура. Для этого необходимо устанавливать датчики температуры и давления. Наиболее подходящими являются регистраторы технологических параметров РТП - 4 (разработка ООО НПЦ «Знание», г. Уфа) [2]. Они зарекомендовали себя как надежные и бесперебойные в условиях Крайнего севера. Так же необходимо добавить датчики мониторинга обводненности продукции и уровня содержания метанола в отработанном растворе ингибитора. Эти данные существенно повысят эффективность программы. Все сводится к тому, чтобы действия оператора исключались из этого процесса, так как каждый из них действует по собственному решению и нет гарантий, что принятое им решение окажется эффективным. Его действия основываются исходя из прошлого опыта, а ситуация может быть другой, следовательно, требует другого решения. Так же действия операторов при возникновении аварийных ситуаций могут зависеть от его психофизиологического состояния, поэтому один и тот же человек может принять неэффективное решение из-за человеческого фактора. Необходимая база данных, точные расчеты для различных ситуаций и автоматизации процесса подачи ингибитора приведут к экономической эффективности и увеличению запасов на месторождении.

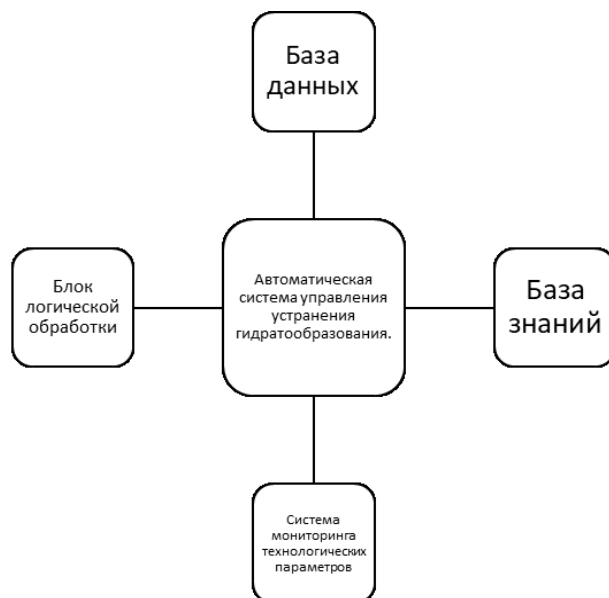


Рис. 1 Укрупненная структурная схема автоматизации

Суть программы в том, что при изменении какого-либо параметра, которые отслеживаются на пути всего трубопровода, происходит обращение к базе знаний, проанализировав ситуацию, блок выбирает соответствующую программу ликвидации возникновения гидратообразования и изменяет количество впрыска ингибитора [3].

Вывод:

Применение данного способа позволит своевременно предотвращать образование гидратообразования, и позволить программе самостоятельно изучать и обновлять свою базу данных и принимать решения, основываясь на полученных данных.

Литература

1. Рзаметов К.С., Усманова Ф. Г. Влияние состава пластовой воды на образование газогидратов. Практические аспекты нефтепромысловой химии. Сборник тезисов докладов VII Международной научно-промысловой конференции. — Уфа: БашНИПИнефть, 2017. — С. 153–156.
2. Ахметьянов Р. Д., Федоров С. Н., Краснов А. Н.: Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа. Уфа, 2013. с. 105.
3. Прахова М. Ю., Мырзин И. Н., Савельев Д. А. Нагреватели для системы управления локальным электроподогревом куста газоконденсатных скважин. Уфа, 2013. С.88.