

Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Осложнение добычи углеводородного сырья при высоком газовом факторе и содержании воды во флюиде

Куркина А.И.¹, Собецкис В.А.²

1 - Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия, E-mail: joshdun5543@gmail.com; 2

- Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа, Красноярск, Россия, E-mail:
sobetskisvictoria@gmail.com

Аннотация: В ходе работы рассмотрен процесс гидратообразования на месторождении с высоким газовым фактором и содержанием воды во флюиде. Проанализированы существующие методы предупреждения гидратообразования. В результате подобрано оборудование с применением комбинации блоков Simscape в системе визуального моделирования Simulink. В решении были учтены аспекты, которые существенно упростят добычу углеводородного сырья на различных месторождениях.

Ключевые слова: гидратообразование, эффект Джоуля-Томсона, установка электроприводного центробежного насоса, теплообменник, теплоноситель, кремнийорганическая-жидкость.

Введение

Возникновение отложений кристаллогидратов в трубопроводах и скважинах с повышенным газовым увеличивает сложность технологических процессов, вызывает неисправность оборудования, что приводит к остановке эксплуатации скважины. Газогидраты — это неустойчивые кристаллические соединения воды с углеводородами, образующиеся при определённых термобарических условиях. Процесс гидратообразования: на поверхности раздела фаз водородная связь между молекулами воды становится не устойчивая. Мольный объем воды увеличивается, что ведёт к появлению пустот. В результате образованные полости в структуре воды оказываются доступными для поглощения ими молекул газа, образуется клатрат. Когда количество поглащающих молекул газа достигает их критической величины, происходит фазовый переход. Из выше описанных процессов на некоторых месторождениях Западной и Восточной Сибири возникают проблемы образования кристаллогидратов.

Проблема гидратообразования в выкидных линиях

На сегодняшний день на Юрубченско-Тохомском месторождении (ЮТМ) активно внедряются методы механизированной добычи посредством установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), которая перекачивает флюид с температурой от +24 до +27 °C, однако из-за геологических особенностей строения продуктивного пласта на ЮТМ (субвертикальная трещиноватость, малая проницаемость) удаленная зона может работать неэффективно, что приводит к падению давления в призабойной зоне, это способствует выделению вмешенного газа во флюиде. Переход газа из одного агрегатного состояния в другой сопровождается падением температуры добываемого флюида. Далее механизм УЭЦН в процессе вращения увеличивает площадь дегазации газа в пластовом флюиде, происходит повторный фазовый переход части газа с охлаждением флюида. На выходе из УЭЦН температура углеводорода падает. В процессе всего подъема флюида по насосно-компрессорной трубе (НКТ) фазовый переход продолжается. На фонтанной арматуре охлаждение пластового флюида может достигать до -8 °C.

Основная проблема гидратообразования возникает в выкидных линиях. При добыче углеводородов используется штуцер. В результате прохождения флюида через штуцер происходит значительное уменьшение объема углеводорода из-за разницы диаметров трубы и

отверстия в штуцере. После прохождения штуцерной колодки наблюдается положительный эффект Джоуля-Томсона из-за существенного перепада давления, что приводит к дополнительному охлаждению.

Таким образом, пластовый флюид после штуцера уже имеет температуру, которая может достигать до -29 $^{\circ}\text{C}$. Совокупность вышеописанных условий и пониженные температуры становятся причиной образования гидрата на внутренней поверхности трубопровода, что значительно затрудняет транспортировку и создает аварийные ситуации.

Методы предупреждения гидратообразования

Чаще всего для предупреждения образования гидратов используют ингибиторы, такие как метанол (CH_3OH) и хлористый кальций (CaCl_2). Для предотвращения образования гидратных пробок ингибитор должен быть введен в поток флюида до места возможного образования гидратов. Обычно ингибитор вводится в скважину на забой через затрубное пространство. Однако ингибиторы небезопасны: существует вероятность разлива, отравления персонала и загрязнения окружающей среды.

Также сейчас используют метод спуска греющего кабеля вдоль НКТ. Нагревательные кабели устанавливаются непосредственно в скважину, одновременно со спуском НКТ.

Данная установка позволяет управлять прогревом скважины, не находясь на самом месторождении. Недостатки: сложность монтажа, нехватка теплового эффекта – недостаточная эффективность в скважинах с высоким газовым фактором и низкой пластовой температурой.

Кроме того для ликвидации гидратообразования в скважине применяется метод обработки горячей нефтью. Очищенную товарную нефть нагревают специальной установкой АДПМ до 150 $^{\circ}\text{C}$ и подают под высоким давлением в скважину через НКТ. В процессе обработки, останавливают добычу на непродолжительное время. Преимущество: нет необходимости в длительной остановке и извлечения внутрискважинного оборудования. Недостатки: высокая стоимость теплоносителя и пожароопасность.

Центр тепловой подготовки флюида после штуцера

Мы предлагаем обеспечить выкидные линии от фонтанных арматур центрами тепловой подготовки флюида после штуцера. По результатам расчетов тепломассового обмена данных скважины мы подобрали проточную теплообменную трубу с возможностью подключения стороннего теплоносителя и оборудование для нагрева теплоносителя, для этого мы применили решение по расчёту теплофизических и теплообменных процессов, с применением комбинации блоков Simscape в системе визуального моделирования Simulink. В решении учтены процессы циркуляции теплоносителя и турбулентности потока, с 30% запасом параметров.

По предоставленным данным была создана модель теплофизических и теплообменных процессов определения площади теплообмена скважины с дебитом $V = 60 \text{ м}^3/\text{сут}$ и газовым фактором $\Gamma F = 4000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, для нагрева флюида после штуцера до температуры $+10$ $^{\circ}\text{C}$. Приложив тепловой эффект с постоянным нагревом стенки трубопровода до $t = +100$ $^{\circ}\text{C}$, мы получили результат: трубе (наружным диаметром – 114 мм и внутренним – 100 мм), по которой проходит флюид, необходима площадь теплообмена минимум 63 м^2 , исходя из этого мы подобрали теплообменник с оптимальными параметрами: D кожуха – 800 мм, d труб – 20×2 мм, общее число внутренних труб – 717 шт., поверхность теплообмена – 90 м^2 .

Исходя из результатов расчётов, чтобы данная система работала нам необходимо нагреть теплоноситель до $+95$ $^{\circ}\text{C}$ для компенсации эффекта Джоуля-Томсона. Для подбора теплоносителя мы учли следующие параметры: температура окружающей среды, кипения и замерзания теплоносителя и экологичность. Нужным характеристикам соответствует: кремнийорганическая жидкость – имеет низкую температуру застывания, высокую температуру кипения, что позволяет широко использовать их в качестве теплоносителей.

Кроме того, кремнийорганические жидкости коррозионнонейтральны, имеют смазывающий эффект и высокие диэлектрические показатели.

При подборе способа нагрева были учтены процессы циркуляции теплоносителя и турбулентности потока. Самым эффективным методом по нашему мнению будет использование индукционного нагревателя с необходимой мощностью 50 кВт с температурой нагрева теплоносителя до +95 °C и циркуляционным насосом.

Данная система может внедряться без кардинальных вмешательств в существующие схемы обвязок фонтанных арматур. Схема представлена на рисунке 1.

Рассмотрев все виды предупреждения проблемы гидратообразования, мы предлагаем решение, которое учитывает такие аспекты как, взрыво- и пожаробезопасность, экологичность, эффективность и экономическая рентабельность. Наша гипотеза подтверждена теплофизическими и теплообмен процессами и может существенно упростить добычу углеводородного сырья на различных месторождениях, которые сталкиваются с образованием гидратов.

Источники и литература

- 1) Арутюнов, В. С. Газовые гидраты – главный мировой резерв углеводородного топлива / В. С. Арутюнов – Нефть XXI. Мифы и реальность альтернативной энергетики, 2016 – 14 с. – ISBN 978-5-906861-06-1.
- 2) Бикбулатов, О. В. Результаты испытаний новых технологий нефтедобычи на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / О. В. Бикбулатов // Oil&Gas Journal Russia. – 2018 – № 11 – С. 50-54.
- 3) Никитин, В. В. Ингибиторы гидратообразования: российские и зарубежные разработки / В. В. Никитин, Г. В. Буслаев, Н. А. Романова, М. Е. Ламосов, Р. Р. Гизатуллин // Neftgaz.RU. – 2023 – №3 – С. 16-24.
- 4) ГОСТ 15118-79. Государственный стандарт Союза ССР. Аппараты теплообменные кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и кожухотрубчатые с температурным компенсатором на кожухе: дата введения 1979-04-10 / Министерство химического и нефтяного машиностроения. – Изд. Официальное. – Москва: Издательство стандартов, 1979. – 2-9 с.
- 5) ГОСТ 15122-79. Государственный стандарт Союза ССР. Теплообменники кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и кожухотрубчатые с температурным компенсатором на кожухе: дата введения 1979-06-05 / Министерство химического и нефтяного машиностроения. – Изд. Официальное. – Москва: Издательство стандартов, 1979. – 6-9 с.

Иллюстрации

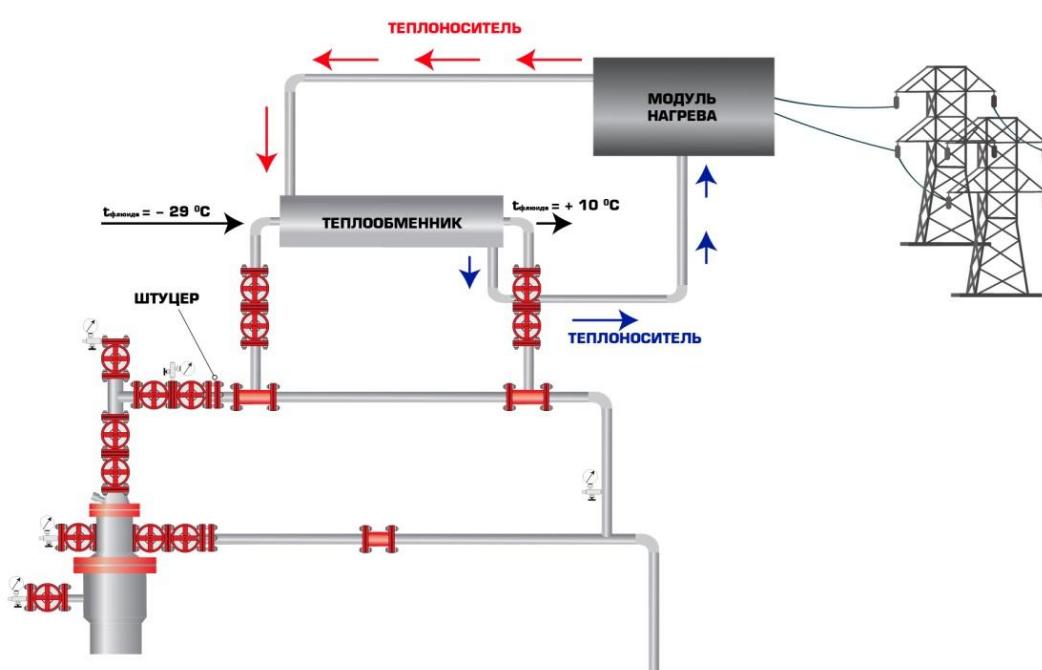


Рис. : Схема монтажа центра тепловой подготовки

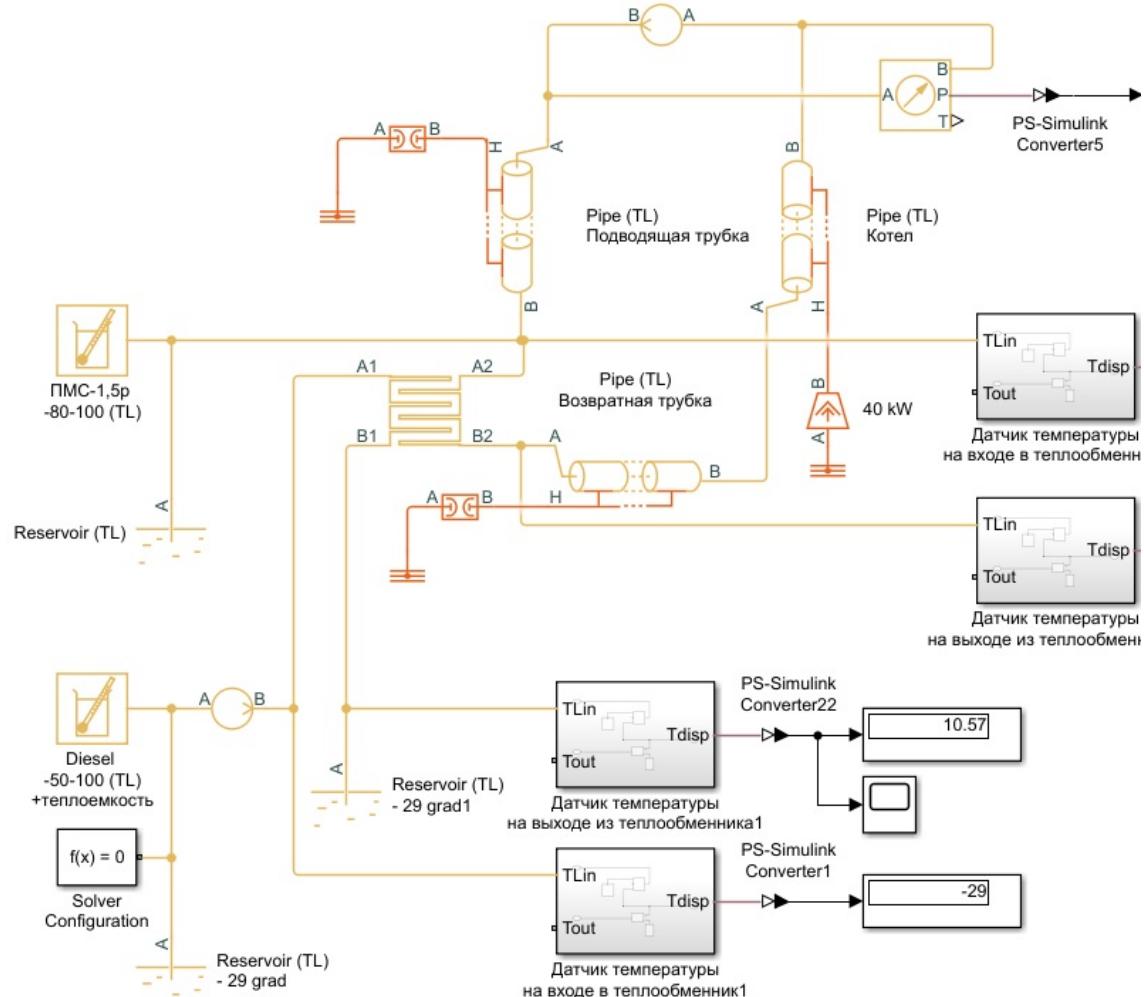


Рис. : Фрагмент модели тепломассообмена

МПГ	Эффективность	Экономичность	Транспортировка	Экологичность
Ингибиторы	✓	✗	✗	✗
Спуск греющего кабеля	✗	✓	✓	✓
Промывка горячей нефтью	✓	✗	✗	✗

Рис. : Таблица 1 — Сравнение методов предупреждения гидратообразования (МПГ)