

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 2 (142). С. 81-94. ISSN 1998-8443 (print)

Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products. 2023. Issue 2 (142). P. 81-94. ISSN 1998-8443 (print)

Научная статья

УДК 665.612.2

doi: 10.17122/ntj-oil-2023-2-81-94

EDN: GZMRTA

АНАЛИЗ РИСКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Артем Викторович Иванов¹, Павел Константинович Есипов²,
Айдар Раисович Бураншин³, Эльмир Ильдусович Шакиров⁴,
Радмир Альбертович Ишагулов⁵

^{1, 2, 3}ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

^{4, 5}ООО «Башнефть-Полюс», Уфа, Россия

¹IvanovAV@bnipi.rosneft.ru

²EsipovPK@bnipi.rosneft.ru

³BuranshinAR@bnipi.rosneft.ru

⁴ShakirovEI1@bn.rosneft.ru

⁵IshagulovRA@bn.rosneft.ru

Автор, ответственный за переписку: Павел Константинович Есипов,
EsipovPK@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассматриваются осложнения, возникающие при выводе на режим (ВНР) новых водогазонагнетательных скважин и эксплуатации кустовых горизонтальных факельных установок (ГФУ), входящих в систему поддержания пластового давления (ППД) в режиме одновременной закачки воды и газа. В процессе ВНР предусмотрен прогрев и поддержание рабочего давления в газопроводах, для этого попутный нефтяной газ перенаправляется на ГФУ кустовой площадки. Существующая конструкция ГФУ не позволяет поддерживать

технологические параметры закачки ПНГ в скважину по причине отсутствия регулирующего устройства перед ГФУ.

Настоящая статья посвящена описанию мер, направленных на обеспечение стабильного рабочего давления, необходимого при пуске новых скважин системы ППД в режиме одновременной закачки воды и газа. Предложена модернизация существующей конструкции ГФУ с установкой дроссельной диафрагмы, обеспечивающей поддержание рабочего давления в системе газопроводов.

Проведены подбор и расчет дроссельной диафрагмы. Результаты расчетов ГФУ с новой конструкцией дроссельной диафрагмы показывают возможность поддержания рабочего давления в газопроводе при перенаправлении газа на ГФУ в процессе запуска, добавления новых водогазонагнетательных скважин в систему ППД.

Приведены расчеты распределения температуры по поверхности ГФУ и определены дозировки ингибитора гидратообразования для обеспечения безгидратного режима работы.

Ключевые слова: горизонтальные факельные установки, попутный нефтяной газ, гидраты, ингибитор, дроссель, сжигание газа

Для цитирования: Иванов А. В., Есипов П. К., Бураншин А. Р., Шакиров Э. И., Ишагулов Р. А. Анализ рисков эксплуатации горизонтальных факельных установок в условиях нестационарных режимов работы оборудования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 2 (142). С. 81-94. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-2-81-94>.

Original article

ANALYSIS OF THE OPERATING RISKS OF HORIZONTAL FLARE UNITS UNDER UNSTEADY EQUIPMENT REGIME CONDITIONS

Artem V. Ivanov¹, Pavel K. Esipov², Aidar R. Buranshin³, Elmir I. Shakirov⁴,
Radmir A. Ishagulov⁵

^{1, 2, 3}RN-BashNIPIneft LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia

^{4, 5}Bashneft-Polus, Ufa, Russia

¹IvanovAV@bnipi.rosneft.ru

²EsipovPK@bnipi.rosneft.ru

³BuranshinAR@bnipi.rosneft.ru

⁴ShakirovEI1@bn.rosneft.ru

⁵IshagulovRA@bn.rosneft.ru

Corresponding author: Pavel K. Esipov, EsipovPK@bnipi.rosneft.ru

Abstract. The article focuses on complications that arise when new water and gas injection wells are brought on regime and operation of horizontal flare units (HFU), which are part of the reservoir pressure maintenance (RPM) system in the simultaneous water and gas injection mode. In the process of bringing on regime there is a procedure to warm up and maintain working pressure in gas pipelines, for this purpose the associated petroleum gas is redirected to the HFU of the well pad. The existing design of the HFU does not allow maintaining technological parameters of gas injection into the well because of the lack of a regulating device in front of the HFU.

The present article describes the measures aimed at ensuring stable operating pressure required when starting up new wells of

the reservoir pressure maintenance system in the mode of simultaneous water and gas injection. Modernization of the existing HFU design with installation of a choke diaphragm, providing maintenance of operating pressure in the system of gas pipelines, is offered.

The selection and calculation of the choke diaphragm were performed. The results of calculations of HFU with the new design of the choke diaphragm show the possibility of maintaining the working pressure in the gas pipeline when redirecting gas to the HFU during the launch, adding new water and gas injection wells in the system of reservoir pressure maintenance. Calculations of temperature distribution over the HFU surface are performed and dosages of hydrate inhibitor to ensure hydrate-free operation are specified.

Keywords: horizontal flare units, associated petroleum gas, hydrates, methanol, inhibitor, throttle valve, gas combustion

For citation: Ivanov A. V., Esipov P. K., Buranshin A. R., Shakirov E. I., Ishagulov R. A. Analiz riskov ekspluatatsii gorizontal'nykh fakel'nykh ustanovok v usloviyakh nestatsionarnykh rezhimov raboty oborudovaniya [Analysis of the Operating Risks of Horizontal Flare Units under Unsteady Equipment Regime Conditions]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2023, Issue 2 (142), pp. 81-94. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-2-81-94>.

Введение

При внедрении и эксплуатации различных технологий рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) на объектах добычи нефти в ряде режимов эксплуатации оборудования (пуско-наладочные работы (ПНР), вывод на режим (ВНР), аварийный сброс давления и т.п.) возникает необходимость оперативного сброса газа для обеспечения стабильности процесса, для чего на

большинстве объектов применяются факельные установки.

Стоит отметить, что используемые конструкции горизонтальных факельных установок (ГФУ) не обеспечивают поддержание рабочего давления в газопроводах до 22 МПа ввиду отсутствия регулировочного устройства перед ГФУ.

В статье рассмотрены горизонтальные факельные установки, входящие в состав системы одновременной закачки воды и газа

в пласт [1-6], в которой предполагается централизованный высоконапорный транспорт от площадки центрального пункта сбора (ЦПС) до кустовых площадок подготовленной пластовой воды с рабочим давлением 22 МПа и углеводородной фракции (УВФ) с рабочим давлением 24 МПа.

Поскольку технологические параметры работы ГФУ в составе рассматриваемой системы водогазового поддержания пластового давления (ППД) не позволяют обеспечить поддержание необходимого рабочего давления в системе газопроводов при пуске новых объектов системы ППД, необходимо оценить возможные технические решения под требуемые параметры эксплуатации.

Постановка задачи и технологические решения

Как было сказано выше, реализуемый проект (рисунок 1) предусматривает наличие источника воды с блочно-кустовой насосной станции (БКНС), газа с газокompрессорной станции (ГКС), системы автоматического управления, двухтрубную систему трубопроводов и кустовые площадки.

вых площадок входят: блок распределения воды (БРВ), блок распределения газа (БРГ), узлы смешения воды и газа (СВГ), газопроводы, водоводы, запорно-регулируемая арматура, в том числе регулирующие клапаны (РК), водогазонагнетательные скважины, ГФУ.

Месторождение находится на стадии ввода в эксплуатацию системы поддержания пластового давления в режиме водогазового воздействия на пласт. В рамках подготовительных работ предусматривается:

- поддержание стабильного давления в водяной и газовой линиях;
- закачка ВГС в ограниченное количество нагнетательных скважин;
- выявление рисков и осложнений.

Ключевой целью данной работы являлся поиск технологических решений для поддержания рабочего давления в системе газопроводов при запуске новых скважин, т.е. адаптация имеющейся конструкции горизонтальных факельных установок. В качестве технического решения по адаптации конструкции ГФУ под текущие условия принято применение дросселирующей диафрагмы перед ГФУ.

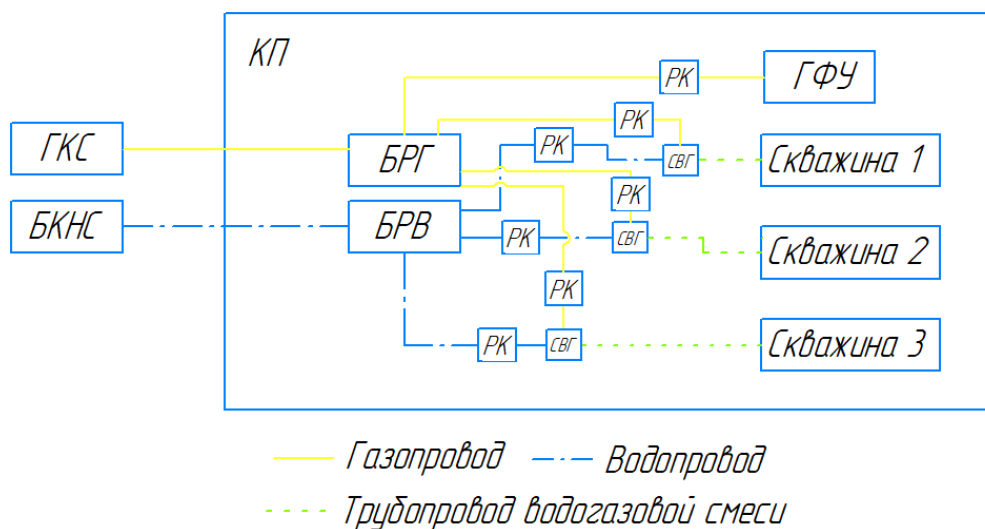


Рисунок 1. Принципиальная схема закачки водогазовой смеси (ВГС)

Figure 1. Principal scheme of simultaneous water and gas injection

Таким образом, для обеспечения возможности применения ГФУ при вводе в эксплуатацию газопроводов системы ППД при ВГВ [7] необходимо решить следующие задачи:

1. Анализ физического состояния попутного нефтяного газа;
2. Гидравлический расчет дросселирования в процессе горения газа на ГФУ (технологическая схема «ГКС - БРГ - ГФУ»);
3. Гидравлический расчет дросселирования в процессе горения газа ГФУ с применением дросселирующей диафрагмы (технологическая схема « ГКС - БРГ - Дроссель - ГФУ»);
4. Тепловой расчет прогрева конструкции ГФУ от теплового излучения в процессе горения;
5. Оценка и минимизация рисков гидратообразования при работе ГФУ;
6. Расчет дроссельной диафрагмы для модернизации конструкции ГФУ.

Анализ физического состояния попутного нефтяного газа

Подготовленный и очищенный ПНГ поступает с ГКС (рабочим давлением 24 МПа и температурой 55 °С) до кустовых площадок и далее основная часть газа перенаправляется для закачки в водогазонагнетательные скважины, при запуске новых скважин для достижения технологических параметров поток газа направляется на ГФУ.

Построена фазовая диаграмма (рисунок 2), соответствующая состояниям равновесия сосуществующих фаз [8].

Диаграмма позволяет понять фазовое состояние при изменении термодинамических параметров ПНГ по участкам и в дальнейшем оценить возможные риски и осложнения при эксплуатации ГФУ (без учета до-

бавления ингибитора гидратообразования (ИГО)):

- сплошная линия - точки начала испарения;
- штрих - точки начала конденсации;
- штрих-пунктирная линия - кривая гидратообразования;
- критическая точка (на рисунке 2 показана квадратиком) соответствует значениям параметров $P = 9,6$ МПа, $T = -36,8$ °С.

Технологическая схема предусматривает регулирование расхода ПНГ посредством регулирующего клапана в блоке распределения газа на кустовой площадке, при этом предполагается распределение параметров в следующей последовательности:

- на участке трубопровода до РК (в БРГ) давление составляет 24,0 МПа и температура 30 °С, что соответствует фазовому состоянию - «газ»;
- на участке трубопровода после РК (в БРГ) до ГФУ давление составляет до 6,3 МПа, что соответствует фазовым состояниям - «газ» (при температуре выше 18 °С) и «жидкость + газ» (при температуре ниже 18 °С, а при наличии воды возможно образование гидратов);
- на участке трубопровода после ГФУ давление составляет 0,1 МПа, что соответствует фазовым состояниям - «газ» (при температуре выше 0 °С) и «жидкость + газ» (при температуре ниже 0 °С, а при наличии воды возможно образование гидратов);
- кроме того, на фазовое состояние влияет изменение сезонных колебаний температуры воздуха (минимальная температура $T_{\text{окр}} = -20$ °С, экстремальная температура $T_{\text{окр}} = -44$ °С) и дросселировании на РК, что при определенных условиях эксплуатации (давлении и расходе) будет способствовать дополнительному снижению температуры ПНГ и повышению рисков гидратообразования.

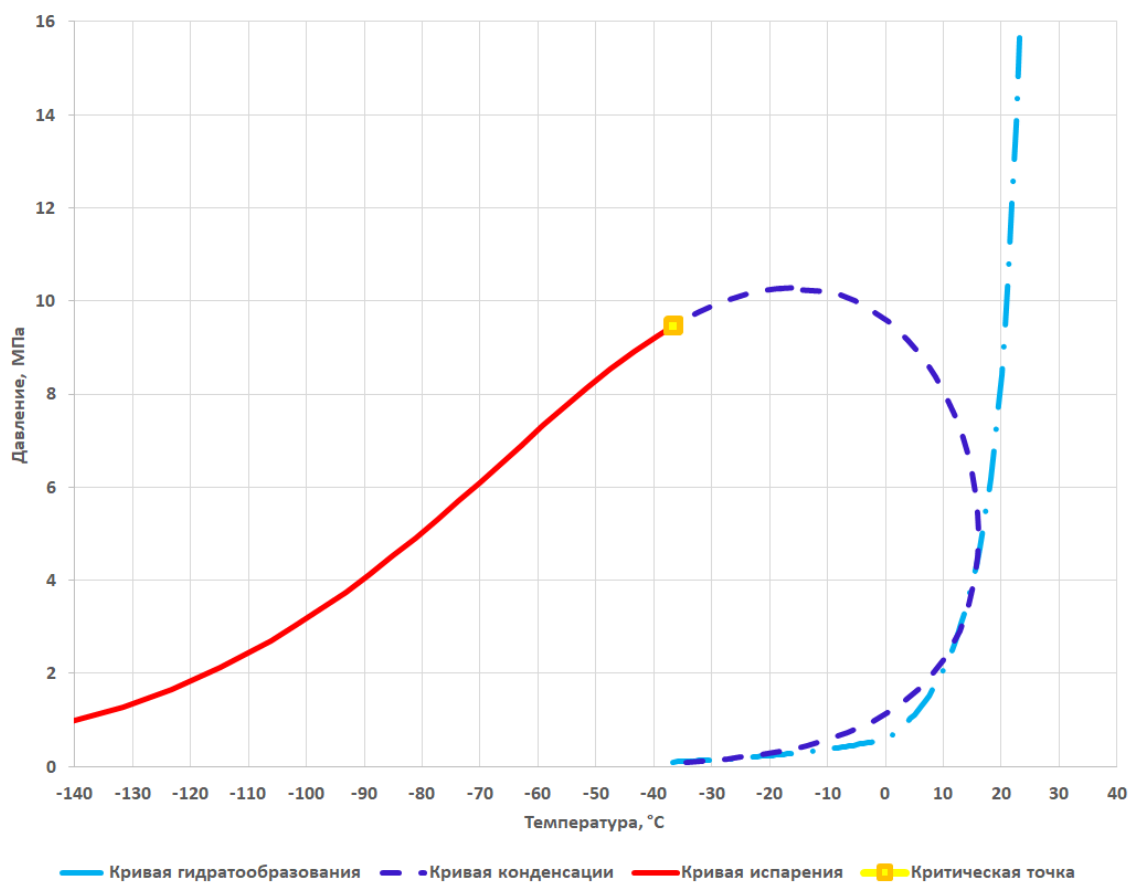


Рисунок 2. Фазовая диаграмма ПНГ

Figure 2. Phase gas diagram

*Гидравлический расчет дросселирования
в процессе горения газа на ГФУ
(технологическая схема «ГКС - БРГ - ГФУ»)*

Гидравлический расчет дросселирования в процессе горения газа на ГФУ на модели «ГКС - БРГ - ГФУ» проводился с целью прогнозирования режимов эксплуатации трубопроводов при проведении пусконаладочных работ.

Построена существующая технологическая схема модели «ГКС - БРГ - ГФУ» в ди-

намическом симуляторе многофазного потока, которая состоит из следующих участков:

- участок входного газопровода до клапана регулятора;
- клапан-регулятор;
- участок выходного газопровода от клапана-регулятора до ГФУ.

Исходные данные для расчета:

1. Давление газа 24 МПа;
2. Расход газа 360 000 ст.м³/сут;
3. Температура газа 30 °C;
4. Диаметр газопровода 92 x 11 мм.

Моделирование работы газопровода осуществлялось посредством ступенчатого открытия клапана-регулятора газа на ГФУ:

- 1) Режим № 1 - процент открытия клапана-регулятора 1 %;
- 2) Режим № 2 - процент открытия клапана-регулятора 1,5 %;
- 3) Режим № 3 - процент открытия клапана-регулятора 2 %.

Результаты расчетов модели «ГКС - БРГ - ГФУ» представлены в таблице 1.

По результатам расчетов модели трубопровода «ГКС - БРГ - ГФУ» получено, что при Режиме № 1 обеспечивается рабочее давление в газопроводе, с учетом гидравли-

ческих потерь, при этом температура газа после РК опускается до $-77,8$ °С. При Режиме № 2 и № 3 расчеты показали падение рабочего давления в системе газопровода ниже требуемого, при этом наблюдается снижение температуры с 30 °С до $-53,4$ °С.

Выявленные технические ограничения работы клапана-регулятора на Режиме № 1, № 2, № 3 и отсутствие возможности поддержания стабильного давления в системе не позволяют безопасно эксплуатировать трубопроводы и оборудование при проведении ПНР. Такой режим работы можно обеспечить введением в схему кустовых площадок перед ГФУ дополнительного дросселя.

Таблица 1. Результаты расчетов модели «ГКС - БРГ - ГФУ»

Table 1. Calculation results of the «GCS - GDU - HFU» model

№ режима	Давление перед РК (БРГ), МПа	Давление после РК, МПа	Давление ГФУ, МПа	Температура перед РК, °С	Температура после РК, °С	Температура ГФУ, °С
1	22,34	0,48	0,19	30	-77,8	-99,6
2	14,33	0,48	0,19		-53,4	-75,6
3	11,05	0,47	0,19		-37,1	-58,9

*Гидравлический расчет дросселирования
в процессе горения газа на ГФУ
с применением дросселирующей диафрагмы
(технологическая схема
«ГКС - БРГ - Дроссель - ГФУ»)*

Далее рассмотрим результаты серии расчетов модели «ГКС - БРГ - Дроссель - ГФУ» с целью сравнения предыдущей технологической схемы с модернизированной, отличающейся установленным дроссельным устройством (ДУ) перед ГФУ (рисунок 3).

Расчеты проводились на двух режимах:

- 1) Режим № 1 - процент открытия клапана регулятора 5 %;
- 2) Режим № 2 - процент открытия клапана регулятора 100 %.

Сводные результаты расчетов модели «ГКС - БРГ - Дроссель - ГФУ» представлены в таблице 2.

Работоспособность ГФУ при низких температурах газа (-83 °С) после дросселя обеспечивается применяемой в конструкции стали марки 12Х18Н10Т, которая может использоваться для криогенных сред с температурой стенки до -270 °С.

Результаты расчетов по модели «ГКС - БРГ - Дроссель - ГФУ» показывают, что установка дроссельной диафрагмы обеспечивает требуемый режим эксплуатации газопровода с давлением 24 МПа, при этом максимальный температурный перепад наблюдается не на

РК, а на дроссельной диафрагме. Такой перепад температур повышает риск гидратообразования, для оценки которого требуется проведение теплового расчета ГФУ с дросселем и, при необходимости, оценка объемов дозирования ИГО.

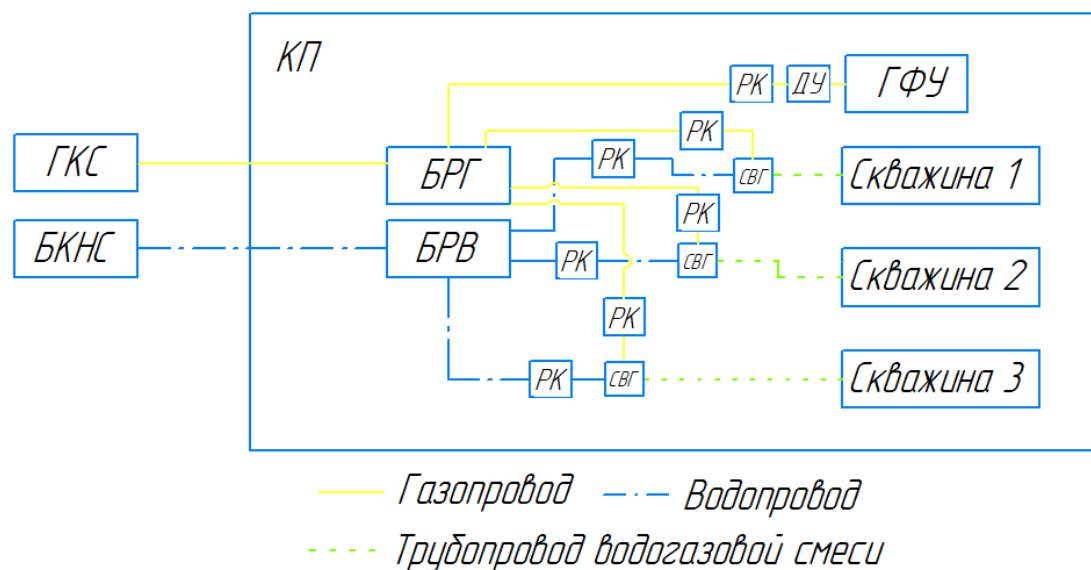


Рисунок 3. Модернизированная схема закачки ВГС совместно с дроссельным устройством

Figure 3. Improved scheme of water and gas injection with simultaneous using of choke device

Таблица 2. Результаты расчетов модели «ГКС - БРГ - Дроссель - ГФУ»

Table 2. Calculation results of the «GCS - GDU - Choke - HFU» model

№ режима	Давление перед РК (БРГ), МПа	Давление после РК, МПа	Давление после диафрагмы, МПа	Давление ГФУ, МПа	Температура перед РК, °С	Температура после РК, °С	Температура после диафрагмы, °С	Температура ГФУ, °С
1	22,63	22,63	0,37	0,19	30	29,7	-82,4	-101,1
2	22,59	22,4	0,37	0,19		29,9	-82,2	-100,5

Тепловой расчет прогрева конструкции ГФУ от теплового излучения в процессе горения

При расчете прогрева конструкции ГФУ от теплового излучения при сжигании ПНГ в период ПНР рассматривалась постановка задачи в нестационарном теплопереносе, реализованном на основе методов конечных элементов [9, 10].

Исходные данные для расчета приняты из результатов гидравлического расчета модели «ГКС - БРГ - Дроссель - ГФУ». На дроссельном устройстве, установленном внутри входной трубы ГФУ, происходит снижение давления с рабочего 24 МПа до 0,37 МПа, что сопровождается снижением температуры с 30 °С до - 83 °С.

На рисунке 4 показана расчетная модель ГФУ и дросселя.

На рисунке 5 показаны результаты расчетов, где видно, как распределяется температура по ГФУ. Температура пламени на выходе сопел свыше 500 °С, температура на поверхности экрана свыше 800 °С, температура ПНГ после дросселя ниже -80 °С.

На рисунке 6 построен график, на котором показано температурное изменение работы ГФУ и дросселя в зависимости от входной температуры ПНГ.

По результатам расчета прогрева конструкции ГФУ видно, что прогрев дроссельного устройства теплотой от горящего газа на ГФУ не достаточен для предотвращения гидратообразования.

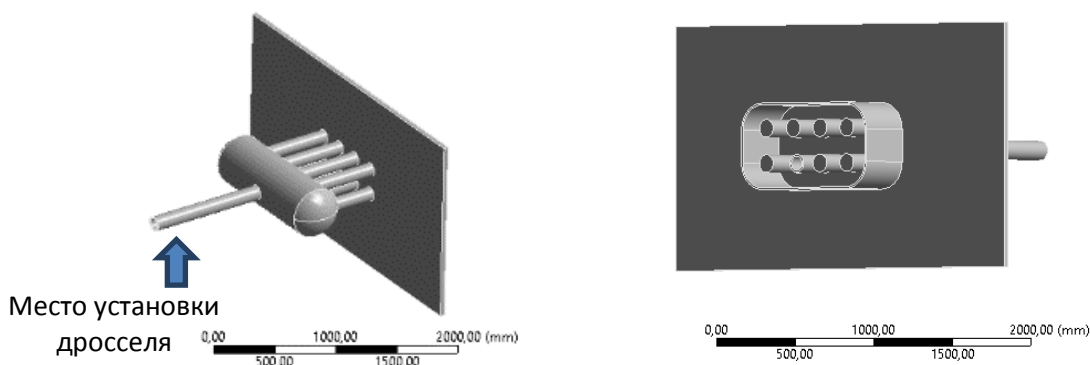


Рисунок 4. Расчетная модель ГФУ и дросселя

Figure 4. Calculation model of HFU and choke

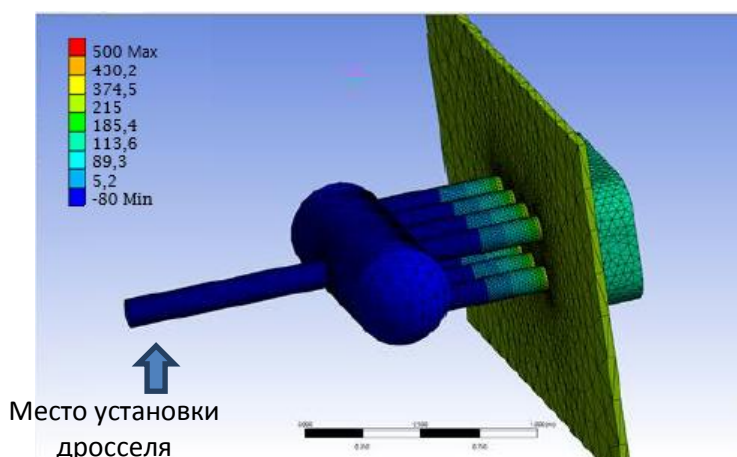


Рисунок 5. Результаты расчетов ГФУ и дросселя

Figure 5. Results of HFU and choke calculations

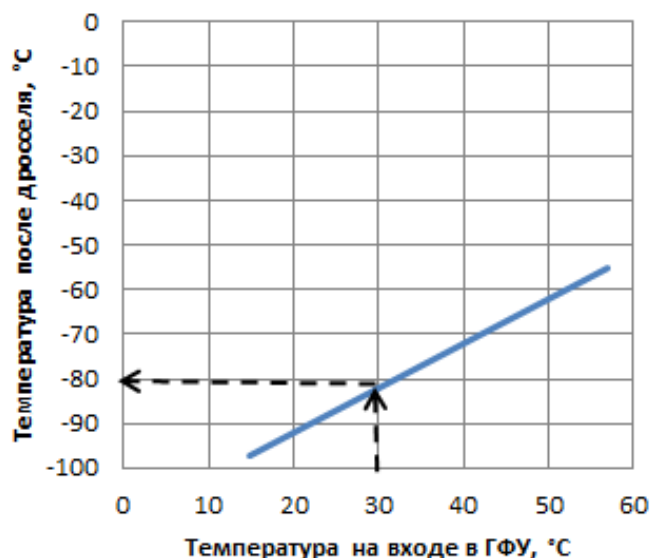


Рисунок 6. Температурное изменение работы ГФУ

Figure 6. Temperature variation of HFU operation

Оценка и минимизация рисков гидратообразования при работе ГФУ

Моделирование процесса предварительного сброса давления ПНГ на дроссельном устройстве и расчет объема дозирования ИГО [11] выполнены исходя из следующих условий:

– в расчете рассматривается только дроссель на кустовой площадке перед входом в ГФУ (рисунок 7);

– теплопередача в окружающую среду не учитывается ввиду различной удаленности кустовых площадок от ЦПС и годового и суточного колебания температур воздуха;

– падение температуры при дросселировании газа на соплах ГФУ до атмосферного давления не рассматривается, так как оно компенсируется тепловым излучением пламени факела;

– ПНГ предельно насыщен водой, т.е. его относительная влажность равна 100 %.

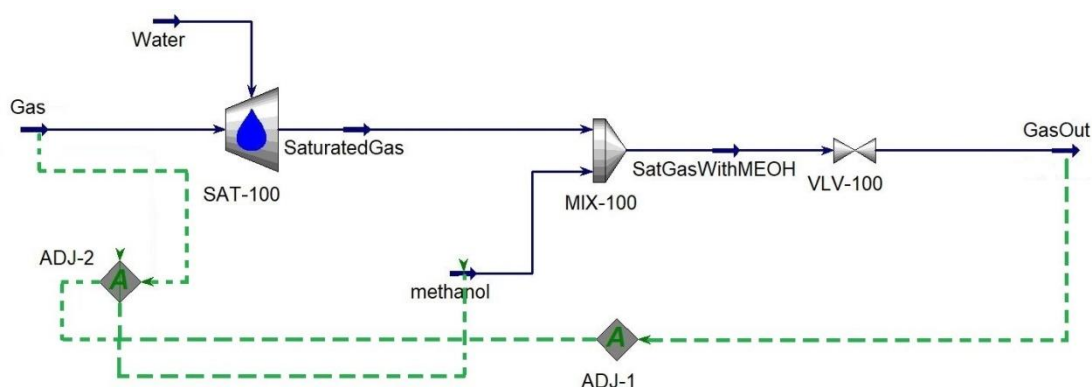


Рисунок 7. Схема модели

Figure 7. Schematic diagram of the model

Расчет режима эксплуатации диафрагмы показал, что после нее происходит резкое снижение давления и температуры, что приводит к появлению рисков гидратообразования и необходимости постоянного Трубопровод водогазовой смеси дозирования ИГО перед дросселем ГФУ.

Расчетный объем дозирования ИГО и его изменение в зависимости от температуры газа представлены в таблице 3.

По результатам проведенных расчетов дозирования ИГО определены требуемые расходы ИГО в зависимости от температуры газа перед дросселем и общего расхода газа.

Таблица 3. Результаты расчета расхода ИГО

Table 3. Results of HBI flow rate calculation

Температура газа, °С		Расход ИГО		Удельная дозировка ИГО
на входе в дроссель	на выходе дросселя	кг/ч	л/ч*	л/тыс.ст.м ³
15,0	-83	21,2	26,8	0,07
20,0	-74,7	18,2	23,0	0,06
25,0	-67,7	16,4	20,7	0,06
30,0	-60,1	14,8	18,7	0,05
35,0	-52	13,1	16,6	0,05
40,0	-44	11,5	14,5	0,04
45,0	-36	10	12,6	0,04

Примечание. * - плотность ИГО - 791 кг/м³.

Расчет дроссельной диафрагмы для модернизации конструкции ГФУ

Расчет проходного сечения дросселя проведен для определения требуемой геометрии дроссельной диафрагмы, обеспечивающей возможность применения ГФУ при вводе в эксплуатацию газопроводов системы ППД.

Исходные данные для расчета:

1. Давление газа до дросселя - 24 МПа;
2. Давление газа после дросселя - 0,15 МПа;
3. Расход газа 360 000 ст.м³/сут;
4. Температура газа - 30 °С;
5. Диаметр газопровода 92 x 11 мм.

На рисунке 8 показана схема модели дросселя, на которой проводился расчет проходного сечения дросселя.

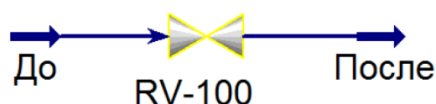


Рисунок 8. Схема модели дросселя

Figure 8. Diagram of the choke model

В результате расчета в симуляторе технологических процессов получены площадь отверстия $S_{\text{общ}} = 63,92 \text{ мм}^2$, диаметр отверстия $D = 10,4 \text{ мм}$.

Данная конструкция, согласно результату расчета в динамическом симуляторе мультифазного потока, обеспечивает поддержание рабочего давления на уровне 24 МПа, и, таким образом, обеспечивается безопасная эксплуатация ГФУ.

Выводы

1. Разработаны рекомендации по обеспечению требуемого давления в газопроводах при запуске новых объектов системы ППД, для чего предложена установка дросселя между БРГ и ГФУ.

2. Тепловой расчет позволил сделать вывод о том, что прогрев дроссельного устройства теплотой от горящего газа на ГФУ не достаточен для обеспечения безгидратного режима на дроссельной диафрагме.

3. Расчет режима эксплуатации диафрагмы показал, что после нее происходит резкое снижение давления и температуры, что приводит к появлению рисков гидратообразования и необходимости постоянного дозирования ИГО перед дросселем ГФУ. Определены требуемые расходы ИГО в зависимости от температуры газа перед дросселем и общий расход газа.

Список источников

1. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Простые решения сложных проблем при водогазовом воздействии на пласт // Бурение и нефть. 2017. № 3. С. 38-41. EDN: YFTYEN.
2. Амиров А.А. Обзор применения технологии водогазового воздействия // Молодой ученый. 2020. № 20 (310). С. 77-79. EDN: PHVGNZ.
3. Ишмурзина Н.М., Ишмурзин А.А. Рациональное использование попутного нефтяного газа. Техника, технология, проблемы и пути решения. Уфа: Монография, 2010. 279 с. EDN: QMYDZ.
4. Зятиков П.В., Мазитов Р.Ф., Волков П.В., Захарова Н.П. Анализ применения технологии водогазового воздействия на пласты с наличием газовой шапки с целью увеличения нефтеотдачи и утилизации низконапорного попутного газа на примере месторождений Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 5. С. 178-185. DOI: 10.18799/24131830/2022/5/3696. EDN: PTABTH.
5. Бичурин А.А. Утилизация попутного нефтяного газа путем закачки водогазовой смеси в пласт // Инженерная практика. 2015. Вып. 06-07.
6. Акрамов Т.Ф., Яркеева Н.Р. Рациональное использование попутного нефтяного газа // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2019. № 1. С. 68-77. DOI: 10.5510/OGP20190100382. EDN: HXVTBI.
7. Крайнова Е.В. Применение средств моделирования для мониторинга и анализа работы трубопроводов при транспорте многофазной продукции // Инженерная практика. 2018. Вып. 2. С. 72-78.
8. Зобнин А.А., Титова Л.Э., Полянский Д.В. К

References

1. Drozdov A.N., Drozdov N.A. Prostyie resheniya slozhnykh problem pri vodogazovom vozddeistvii na plast [Simple Solutions of Complex Swag Injection Problems]. *Burenie i neft' - Drilling and Oil*, 2017, No. 3, pp. 38-41. EDN: YFTYEN. [in Russian].
2. Amirov A.A. Obzor primeneniya tekhnologii vodogazovogo vozddeistviya [Overview of the Application of Water-Gas Treatment Technology]. *Molodoi uchenyi - Young Scientist*, 2020, No. 20 (310), pp. 77-79. EDN: PHVGNZ. [in Russian].
3. Ishmurzina N.M., Ishmurzin A.A. *Ratsional'noe ispol'zovanie poputnogo neftyanogo gaza. Tekhnika, tekhnologiya, problemy i puti resheniya* [Rational Use of Associated Petroleum Gas. Technique, Technology, Problems and Solutions]. Ufa, Monografiya Publ., 2010. 279 p. EDN: QMYDZ. [in Russian].
4. Zyatikov P.V., Mazitov R.F., Volkov P.V., Zakharova N.P. Analiz primeneniya tekhnologii vodogazovogo vozddeistviya na plasty s nalichiem gazovoi shapki s tsel'yu uvelicheniya nefteotdachi i utilizatsii nizkonapornogo poputnogo gaza na primere mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Analysis of the Application of the Technology of Water and Gas Impact on the Formations with the Presence of a Gas Cap for Increasing Oil Recovery and Utilization of Low-Pressure Associated Gas on the Example of the Fields of Western Siberia]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov - Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, Vol. 333, No. 5, pp. 178-185. DOI: 10.18799/24131830/2022/5/3696. EDN: PTABTH. [in Russian].
5. Bichurin A.A. Utilizatsiya poputnogo neftyanogo gaza putem zakachki vodogazovoi smesi v plast [Utilization of Associated Petroleum Gas by Injecting a Water-Gas Mixture into the Reservoir].

вопросу выбора методик расчета условий образования гидратов I и II типов в программном обеспечении Aspen HYSYS // Нефтепромысловое дело. 2019. № 4 (604). С. 60-65. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-4(604)-60-65. EDN: ZCDVYL.

9. Замятина И.А., Киселев Е.В. Моделирование процесса горения газообразного топлива в программном пакете ANSYS. Екатеринбург: АМК «День РА», 2019. С. 83-89.

10. Ахмедзянов Д.А., Михайлова А.Б., Кишалов А.Е., Шарафутдинов Д.Х. Численное термодинамическое моделирование процесса горения // Молодой ученый. 2009. № 12 (12). С. 36-40. EDN: MUACUF.

11. Кузнецов О.А. Моделирование схемы переработки природного газа в Aspen HYSYS V8. М.-Берлин: Директ-Медиа, 2015. 116 с. EDN: VQEHPL.

Inzhenernaya praktika - Engineering Practice, 2015, Issue 06-07. [in Russian].

6. Akramov T.F., Yarkeeva N.R. Ratsional'noe ispol'zovanie poputnogo neftyanogo gaza [Rational Usage of Associated Petroleum Gas]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR - SOCAR Proceedings*, 2019, No. 1, pp. 68-77. DOI: 10.5510/OGP2019 0100382. EDN: HXVTBI. [in Russian].

7. Krainova E.V. Primenenie sredstv modelirovaniya dlya monitoringa i analiza raboty truboprovodov pri transporte mnogofaznoi produktsii [The Use of Modeling Tools for Monitoring and Analyzing the Operation of Pipelines During the Transport of Multiphase Products]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2018, Issue 2, pp. 72-78. [in Russian].

8. Zobnin A.A., Titova L.E., Polyanskii D.V. K voprosu vybora metodik rascheta uslovii obrazovaniya gidratov I i II tipov v programnom obespechenii Aspen HYSYS [To the Problem of Choosing the Methods of Calculation of the Formation Conditions of Hydrates of the I and II Types in The «Aspen HYSYS» Software]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2019, No. 4 (604), pp. 60-65. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-4(604)-60-65. EDN: ZCDVYL. [in Russian].

9. Zamyatina I.A., Kiselev E.V. *Modelirovanie protsessa goreniya gazoobraznogo topliva v programnom pakete ANSYS* [Simulation of the Combustion Process of Gaseous Fuel in the ANSYS Software Package]. Ekaterinburg, AMK «Den' RA» Publ., 2019. pp. 83-89. [in Russian].

10. Akhmedzyanov D.A., Mikhailova A.B., Kishalov A.E., Sharafutdinov D.Kh. Chislennoe termogazodinamicheskoe modelirovanie protsessa goreniya [Numerical Thermogasdynamics Modeling of the Combustion Process]. *Molodoi uchenyi - Young Scientist*, 2009, No. 12 (12), pp. 36-40. EDN: MUACUF. [in Russian].

11. Kuznetsov O.A. *Modelirovanie skhemy pererabotki prirodnogo gaza v Aspen HYSYS V8* [Modeling a Natural Gas Processing Scheme in Aspen HYSYS V8]. Moscow-Berlin, Direkt-Media Publ., 2015. 116 p. EDN: VQEHPL. [in Russian].

Информация об авторах

• Иванов Артем Викторович
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Заместитель начальника отдела новых технологий добычи нефти и газа
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: IvanovAV@bnipi.rosneft.ru

Information about the authors

• Ivanov Artem V.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Deputy Head of New Oil and Gas Production Technologies Department
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: IvanovAV@bnipi.rosneft.ru

Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов
Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products

• Есипов Павел Константинович
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Ведущий специалист отдела новых технологий
добычи нефти и газа
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: EsipovPK@bnipi.rosneft.ru

• Esipov Pavel K.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Leading Specialist of New Oil and Gas Production
Technologies Department
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: EsipovPK@bnipi.rosneft.ru

• Бураншин Айдар Раисович
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Старший специалист отдела новых технологий
добычи нефти и газа
Россия, 450006, Уфа, ул. Ленина, 86/1
e-mail: BuranshinAR@bnipi.rosneft.ru

• Buranshin Aidar R.
RN-BashNIPIneft LLC
(Company of Rosneft Group)
Senior Specialist of New Oil and Gas Production
Technologies Department
86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Russia
e-mail: BuranshinAR@bnipi.rosneft.ru

• Шакиров Эльмир Ильдусович
ООО «Башнефть-Полус»
Начальник управления добычи нефти и газа
Россия, 450076, Уфа, ул. Чернышевского, 60
e-mail: ShakirovEI1@bn.rosneft.ru

• Shakirov Elmir I.
Bashneft-Polus LLC
Head of Oil and Gas Production Department
60, Chernyshevskiy str., Ufa, 450076, Russia
e-mail: ShakirovEI1@bn.rosneft.ru

• Ишагулов Радмир Альбертович
ООО «Башнефть-Полус»
Руководитель сектора по поддержанию
пластового давления
Россия, 450076, Уфа, ул. Чернышевского, 60
e-mail: IshagulovRA@bn.rosneft.ru

• Ishagulov Radmir A.
Bashneft-Polus LLC
Head of reservoir pressure maintenance sector
60, Chernyshevskiy str., Ufa, 450076, Russia
e-mail: IshagulovRA@bn.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 20.03.2023; одобрена после рецензирования 28.03.2023; принята к публикации 01.04.2023.

The article was submitted 20.03.2023; approved after reviewing 28.03.2023; accepted for publication 01.04.2023.