

УДК 66.074

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Лиинтин Илья Алексеевич¹,
quw_06@mail.ru

Ерофеев Владимир Иванович¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. В последние годы большая часть имеющихся нефтяных и газовых месторождений в Российской Федерации находятся на последней стадии разработки. Для таких месторождений характерны низкие устьевые давления, увеличение обводненности продукции, а также большое количество механических примесей. Данные факторы пагубно влияют на технико-экономические показатели работы установок подготовки газа, а также на дальнейший транспорт газа по магистральным газопроводам. Вследствие этого возникает острая необходимость в создании новых эффективных технологий в подготовке природных и нефтяных попутных газов. Помимо создания новых технологий, можно модернизировать имеющиеся установки по подготовке скважинной продукции или повышать эффективность технологических параметров процессов очистки углеводородного сырья от воды и вредных примесей.

Цель: модернизировать текущую технологическую схему установки подготовки природного газа.

Объект: установка комплексной подготовки газа.

Метод: технологическое моделирование процесса подготовки природного газа в программном комплексе «UniSim Design».

Результаты. Рассчитано и показано, какое количество ингибитора гидратообразования необходимо подавать в газопровод-шлейф при транспортировании с куста газовых скважин до установки комплексной подготовки газа. Рассчитаны температуры точки росы до модернизации входного сепаратора и после, а также процентное содержание влаги в природном газе до модернизации и после модернизации установки подготовки газа. Если устьевые и пластовые давления будут сильно падать, необходимо проводить общую реконструкцию промыслов, сборных сетей, возможно объединение промыслов, установка модульных компрессорных станций, поскольку давления и количества газа для дожимных компрессорных станций будет недостаточно. В связи с этим сверхзвуковая сепарация является наиболее перспективным методом разделения и очистки газоконденсатных смесей от влаги и кислых газов. После замены сепаратора на 3S-сепаратор в установке комплексной очистки природного газа понизилась температура точки росы товарного газа. Давление газа на выходе 3S-сепаратора имеет значения, соответствующие технологическому режиму эксплуатации абсорбера, и количество отделенной влаги и жидкости в процентном соотношении станет больше.

Ключевые слова:

абсорбционная осушка газа, температура точки росы, установка комплексной подготовки газа, природный газ, дожимная компрессорная станция, 3S-сепаратор.

Введение

Скважинная продукция, добываемая из газоносных залежей, представляет собой сложную смесь насыщенных парами влаги углеводородных газов, капельной воды и твердых частиц, поэтому процесс очистки газожидкостной смеси является обязательным и очень важным в любом технологическом процессе промышленной подготовки природного газа к дальнейшему транспорту.

Все это в сочетании с рядом других технологических и конструктивных факторов не может не оказывать негативного влияния на работу установки подготовки газа в целом и на работу отдельных аппаратов. Поэтому необходимо модернизировать, заменять и вводить новое оборудование, чтобы процесс подготовки газа проходил эффективно и товарный продукт соответствовал требованиям отраслевого стандарта.

В настоящее время ряд месторождений Крайнего Севера находится на стадии падающей добычи. В связи с истощением залежей промыслы сталкиваются с такой проблемой, как низкое пластовое давление, следствием чего являются обводненный фонд скважин, увеличение выноса механических примесей и содержащихся в воде солей, высокая температура га-

за после его компримирования, избыточное содержание влаги и наличие частиц компрессорного масла в товарном газе. Кроме того, при низком пластовом давлении газа в залежи на промыслах необходимо строительство дополнительных мощностей дожимных компрессорных станций. Газоперекачивающие агрегаты повышают температуру газа, особенно в летний период, в результате чего получается «перегретый» газ, процесс подготовки которого является более трудным [1].

Перечисленные факторы негативно влияют на процесс осушки и качество товарного газа. Основной технологический параметр товарного газа – температура точки росы (ТТР) газа по влаге. Учитывая вышеописанные обстоятельства, можно сделать вывод о том, что сейчас актуален вопрос соответствия ТТР СТО Газпром 089-2010 [2] в сложных условиях эксплуатации, особенно в период летних пиковых температур.

В ходе эксплуатации месторождения изменяются входные давление и температура газа перед установкой комплексной подготовки газа (УКПГ). Это приводит к необходимости изменения технологии процесса осушки [3]. Один из вариантов достижения по-

ставленной цели – модернизация и усовершенствование существующего оборудования или изменение технологического процесса подготовки природного газа.

Достижение поставленной цели возможно различными путями:

- изменение режимных параметров [4];
- модернизация оборудования;
- добавление новых аппаратов в технологическую схему.

Методика проведения исследования

Моделирование схем и процессов абсорбционной осушки природного газа от примесей воды проводилось с помощью программного комплекса технологического моделирования «Honeywell UniSim Design», различные графики и зависимости были построены в MS Excel.

Транспорт газа

Состав газа, поступающего на УКПГ, представлен в табл. 1 и соответствует реальным данным газоконденсатного месторождения Крайнего Севера. Содержание влаги в сыром газе составляло 2–3 г/м³, сероводород отсутствует.

Таблица 1. Исходный состав газа

Table 1. Initial gas composition

Компонент/Component	% объемные/% vol.
CH ₄	97,8
C ₂ H ₆	0,15
C ₃ H ₈	0,12
C ₄ H ₁₀	0,02
CO ₂	0,27
He	0,02
N ₂	1,62

Как видно из табл. 1, в составе газа преобладает метан (CH₄), соответственно газ является «тощим», поскольку содержание тяжелых (C₃H₈, C₄H₁₀) углеводородов по сравнению с содержанием метана мало.

В табл. 2 представлены технологические параметры газа в начальный период эксплуатации и в настоящее время.

Таблица 2. Параметры газа

Table 2. Gas parameters

Параметры газа Gas parameters	Годы/Years			
	2000	2007	2014	2019
Среднее пластовое давление, МПа Average reservoir pressure, MPa	11,7...12,5	6,9...7,8	3,3...4,6	1,7...2,5
Динамическое давление газа на устье, МПа Dynamic gas pressure at the wellhead, MPa	10,3...11,2	6,1...8,1	3,5...4,2	0,9...1,4
Температура газа на устье, °C Wellhead gas temperature, °C	13...14	13...14	10...13	9...13

Как видно из табл. 2, давления снизились значительно, по сравнению с начальным периодом эксплуатации месторождения.

Проблема низких пластовых и устьевых давлений при подготовке газа решается путем введения в технологическую схему дожимных компрессорных станций (ДКС), причем необходимо их ввести перед подключением к УКПГ, таким образом газ будет компримироваться до необходимых рабочих давлений в соответствии с технологическим регламентом [5].

Транспорт сырого газа по трубопроводам-шлейфам от кустов газовых скважин до УКПГ сопровождается потерей давления, появлением конденсационной воды и, как следствие, снижением температуры. При понижении температуры ниже температуры гидратообразования происходит образование кристаллогидратов, в результате снижается производительность скважин и возникает аварийная ситуация. Для предупреждения льдо- и гидратообразования в шлейфы подают метанол [6–8].

С помощью утилиты Hydrate UniSim Design можно подобрать оптимальное количество раствора ингибитора гидратообразования (метанола), а также построить график зависимость температуры гидратообразования газа месторождения от давления (рис. 1).

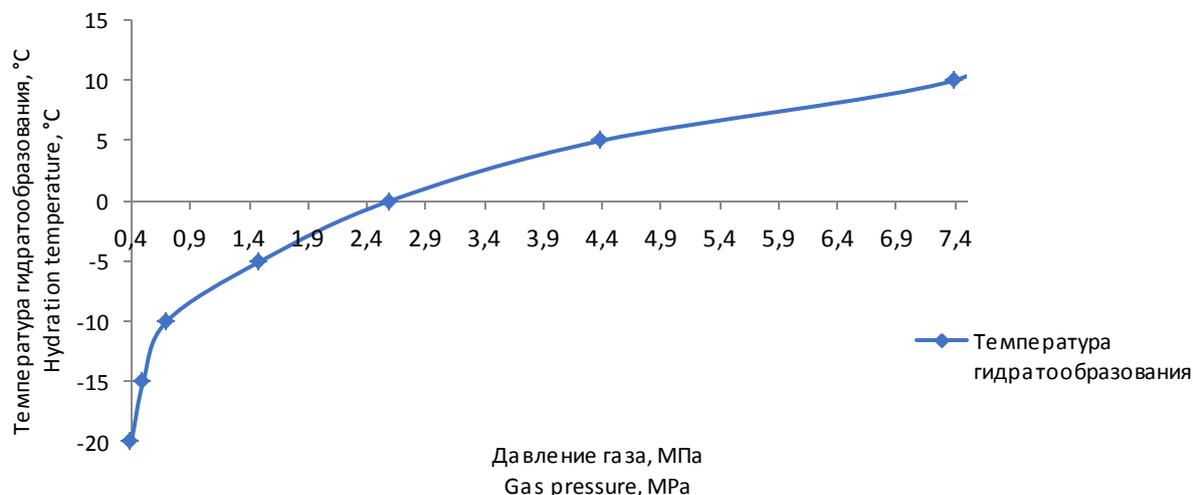


Рис. 1. Зависимость изменения температуры гидратообразования газа

Fig. 1. Dependence of change of gas hydrate formation temperature

Исходя из вышесказанного, можно заключить, что концентрация раствора ингибитора гидратообразования должна быть не менее 95 %, давление газа составлять более 2,5 МПа.

Модернизация промышленного оборудования

Далее представлена упрощенная технологическая схема подготовки природного газа путем гликолевой абсорбционной осушки.

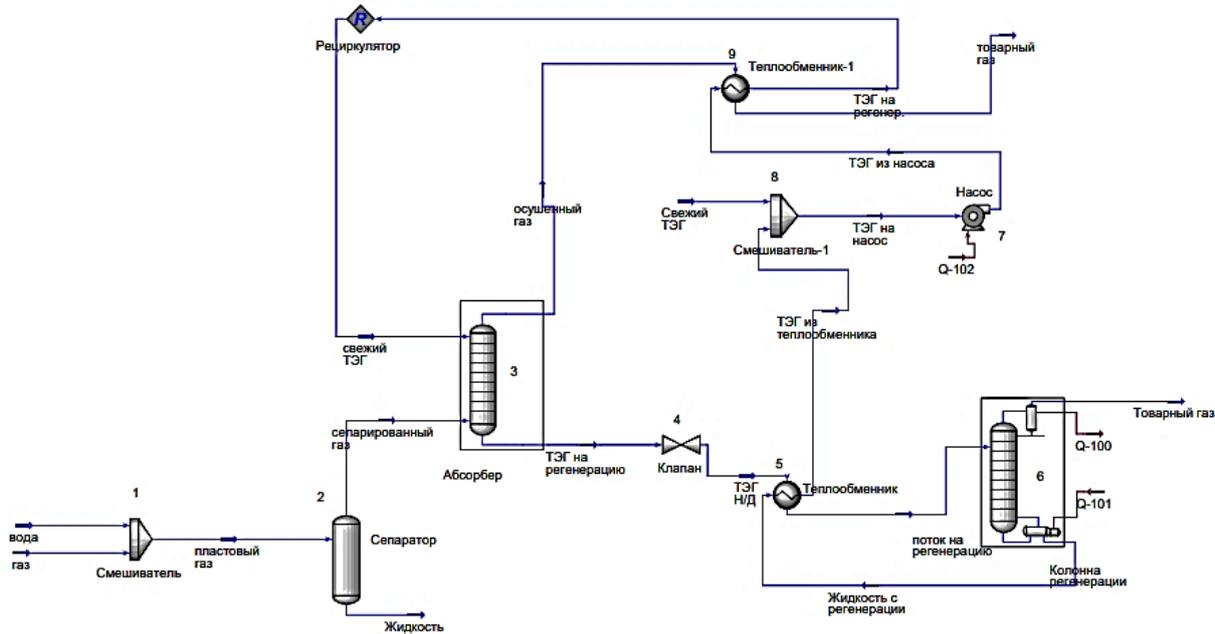


Рис. 2. Принципиальная схема абсорбционной осушки природного газа в программе «Unisim Design»: 1 – миксер для смешивания потоков газа и воды с целью получения сырого газа; 2 – сепаратор; 3 – абсорбер; 4 – регулирующий клапан; 5 – печь для подогрева насыщенного абсорбера ТЭГ; 6 – колонна для регенерации ТЭГ (ректификационная колонна); 7 – насос; 8 – миксер для смешивания регенерированного ТЭГ и ТЭГ с большей концентрацией; 9 – теплообменник

Fig. 2. Schematic diagram of absorption dehydration of natural gas in the «Unisim Design»: 1 – mixer for mixing gas and water flows in order to obtain raw gas; 2 – separator; 3 – absorber; 4 – control valve; 5 – furnace for heating saturated absorber TEG; 6 – column for TEG regeneration (rectification column); 7 – pump; 8 – mixer for mixing regenerated TEG and TEG with a higher concentration; 9 – heat exchanger

В табл. 3 представлены базовые параметры согласно технологическому регламенту.

Таблица 3. Базовые параметры для моделирования

Table 3. Basic parameters for simulation

Концентрация гликолей, % мас. Concentration of glycols, wt. %	Температура контакта газ-гликоль, °С Gas-glycol contact temperature, °С	Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа Drying gas pressure before the absorber, MPa	Давление в абсорбере, МПа Pressure in absorber, MPa	Расход гликоля, м ³ /ч Glycol flow, m ³ /h	Расход осушаемого газа, тыс. м ³ /ч Dried gas flow, thous. m ³ /h
99	18	4	6	3	300

Поскольку при данных параметрах (давление и температура) подготовленный осушенный товарный газ не достигает по температуре точки росы по влаге до СТО Газпром 089-2010, что подтверждается данными, полученными при моделировании, которые приведены в табл. 4, необходимо найти решение данной проблемы. В работах [9, 10] рассматриваются различные варианты подготовки товарного сырья вследствие снижения пластового и устьевых давле-

ний. В работах предлагаются реконструкция, и модернизация оборудования и установок подготовки газа. В каждой статье проведено исследование того, как влияет то или иное мероприятие на конечный товарный продукт. Например, в работе [11] предлагается реконструировать абсорбер, то есть заменить тарелки в массообменной секции, которые отвечают за взаимодействие с абсорбентом газа, где и происходит осушка. Также приведены данные, которые подтверждают эффективность данной модернизации.

Таблица 4. Данные, полученные при моделировании

Table 4. Simulation data

Температура точки росы Dew point, °С		Процентное соотношение удаляемой влаги, % Percentage of moisture removed, %
Зима/Winter	Лето/Summer	
-17,9	-8,7	86,8

Как было описано выше, для компримирования газа вводятся ДКС, после которых газовая смесь имеет достаточное давление для дальнейшей осушки согласно технологическому регламенту. После ДКС газ необходимо охладить, этот фактор можно отнести к недостаткам.

При низких устьевых параметрах сырой газожи-
 дкостной смеси встает вопрос о модернизации или за-
 мене входных сепараторов.

Сепаратор представляет собой вертикальный ци-
 лindrical аппарат с внутренним диаметром 2600
 мм с узлом предварительной очистки газа (у штуцера
 входа) и тремя секциями [12]:

- входной с сепарационными элементами типа ГП 353;
- выходной сепарационной с элементами типа ГПР 515;
- секцией промывки, состоящей из двух массооб-
 менных тарелок с центробежными элементами
 типа ГПР 340.

Эскиз сепаратора представлен на рис. 3.

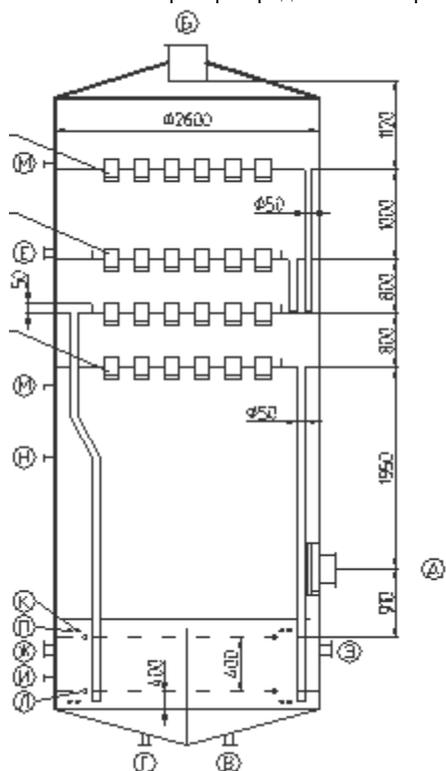


Рис. 3. Эскиз сепаратора с промывочной секцией
 Fig. 3. Sketch of a separator with a flushing section

В данной работе предлагается в цеху очистки газа
 произвести замену входных сепараторов ГП 1300.01
 на сверхзвуковой сепаратор (3S-сепаратор) [13].

В последние годы на объектах подготовки при-
 родного газа к транспорту интенсивно используются
 сверхзвуковые технологии обработки природных га-
 зов, наиболее известной из которых является 3S-
 технология. В ее основе лежит принцип охлаждения
 смеси газов при адиабатическом расширении закру-
 ченного потока газа в сверхзвуковом сопле. Закрутка
 потока осуществляется с помощью завихрителя тан-
 генциального или лопаточного типа, устанавливаемо-
 го в форкамере сопла. В сверхзвуковом потоке тем-
 пература газа значительно ниже температуры газа на
 входе в сопло из-за перераспределения кинетической
 и потенциальной энергии потока (кинетическая энер-
 гия потока возрастает, соответственно, падает потен-
 циальная энергия, линейно зависящая от температуры
 газа). За счет того, что скорость потока в сверхзвуко-
 вом сопле составляет 600–800 м/с даже при неболь-
 ших числах Маха, температура газа в сверхзвуковом
 потоке достигает 60–100 °С даже при положительной
 температуре газа на входе в сопло. При такой низкой
 температуре происходит конденсация не только ком-
 понентов тяжелее этана (пропана, бутана, пентана и т.
 д.), но и части метана с этаном. Поэтому такой способ
 охлаждения позволяет обеспечивать высокие степени
 извлечения различных компонентов природного газа.
 Образовавшиеся капли сконденсировавшихся фрак-
 ций углеводородов сепарируются к стенкам сопла за
 счет их движения в поле центробежных сил закру-
 ченного потока. Отбор двухфазного потока со стенок
 осуществляется в специальной разделительной сек-
 ции, размещенной на выходе из сопла. На выходе из
 этой секции устанавливаются диффузоры, в которых
 за счет расширения геометрии канала происходит
 торможение потока, и соответственно, возрастает
 температура газа. Диффузоры устанавливаются как в
 потоке очищенного газа, так и в двухфазном потоке,
 содержащем извлеченные компоненты. Схематически
 устройство для реализации описанного способа
 сверхзвуковой сепарации (3S-сепаратор) показано на
 рис. 4.

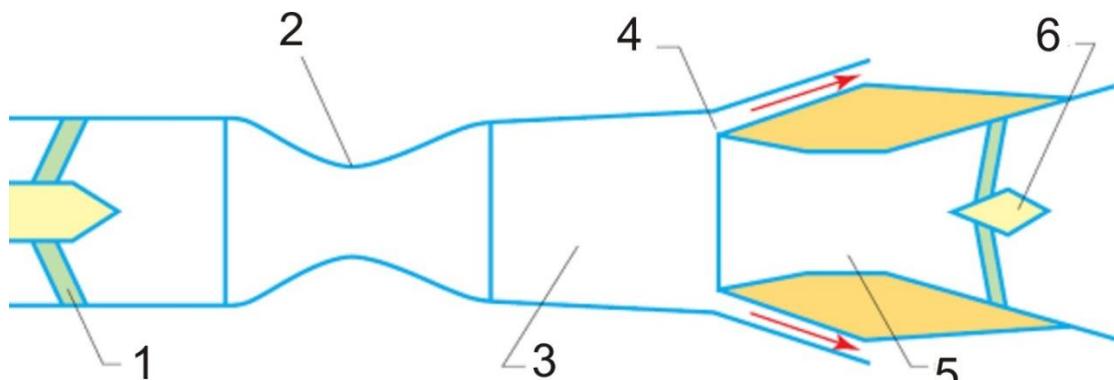


Рис. 4. Принципиальная схема 3S-сепаратора: 1 – завихряющее устройство; 2 – сопло Лавалья; 3 – рабочая секция;
 4 – двухфазный сепаратор газ–жидкость; 5 – диффузор; 6 – направляющий аппарат
 Fig. 4. 3S-separator basic circuit diagram: 1 – swirling device; 2 – Laval nozzle; 3 – working section;
 4 – two-phase gas–liquid separator; 5 – diffuser; 6 – guide apparatus

В настоящее время установки 3S-сепарации эксплуатируются на УКПГ ОАО «РН-Пурнефтегаз», а также на УКПГ УАНА и TLMDB месторождения Tarim компании PetroChina (Китай) [14, 15]. Все эти установки предназначены для подготовки газа к транспорту и обеспечения необходимых точек росы по воде и углеводородам в товарном газе.

Результаты промышленного использования выявили такие эксплуатационные особенности 3S-сепараторов, как:

- надежность, обусловленная отсутствием движущихся или вращающихся элементов в конструкции;
- простота монтажа и эксплуатации;
- низкие капитальные и эксплуатационные затраты;
- более широкие по сравнению с турбодетандерами диапазоны рабочих параметров (изменения расходов, давлений, составов и т. п.);
- возможность работы при наличии жидкости во входном потоке газа (что абсолютно неприемлемо для турбодетандеров);
- возможность установки вне обогреваемых помещений (особенно важно в арктических районах);
- 3S-сепарация может также применяться и для очистки природных газов от кислых компонентов, таких как сероводород и углекислый газ [16–18].

Изучению технологии сверхзвуковой сепарации посвящено множество научных работ как российских, так и зарубежных авторов. Так, в работе [19] изучена эффективность сепарации в сверхзвуковом сепараторе и рассмотрен двухфазный поток «газ–жидкость» без учета фазового перехода и процесса каплеобразования (размер капель принимается постоянным). Результаты сравнений математического моделирования и эксперимента говорят о точном теоретическом описании процесса (погрешность не превышает 6 %). В ходе экспериментов было показано, что чем больше перепад давления, тем выше скорость закрутки и больше эффективность сепарации. В работе [20] представлено сравнение научно-технических разработок по повышению эффективности процессов газоочистки (насадочного сепаратора, комбинированных сепараторов, фильтров и сверхзвукового низкотемпературного сепаратора). В работе приводятся основные параметры природного газа при прохождении через сверхзвуковые сепараторы в установке низкотемпературной сепарации. Авторы констатируют, что сверхзвуковая сепарация является наиболее перспективным методом разделения газоконденсатных смесей.

После замены сепаратора на 3S-сепаратор получили следующие данные, представленные в табл. 5.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дробин Я.К. Модернизация системы подготовки природного газа на месторождениях с падающей добычей на примере западно-тарко-салинского газового промысла // Газовая промышленность. – 2018. – № 10. – С. 48–52.
2. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.

Таблица 5. Параметры после моделирования

Table 5. Parameters after simulation

Температура точки росы Dew point, °C		Давление осушаемого газа перед абсорбером, МПа Drying gas pressure before the absorber, MPa	Давление в абсорбере, МПа Pressure in the absorber, MPa	Процентное соотношение удаляемой влаги, % Percentage of moisture removed, %
Зима Winter	Лето Summer			
–24,9	–13,6	5,9...6,1	6	95

Как видно из табл. 5, температура точки росы товарного газа снизилась, что соответствует отраслевому стандарту. Также можно видеть, что давление газа на выходе сепаратора имеет значения, которые соответствуют технологическому режиму эксплуатации абсорбера. Количество отделенной влаги и жидкости в процентном соотношении стало больше.

Заключение

На основе полученных результатов моделирования технологического процесса абсорбционной осушки природного газа в среде программного комплекса Unisim Design установлено, что замена сепаратора ГП 1300.01 на 3S-сепаратор положительно сказалась на конечном товарном продукте, который, в свою очередь, должен соответствовать определенным данным отраслевого стандарта.

Также показано, что 3S-сепараторы довольно широко распространены в зарубежной и отечественной практике для переработки, подготовки и очистки нефтей, газовых конденсатов, попутных нефтяных и природных газов от воды и кислых газов.

В будущем, если устьевые и пластовые давления будут сильно падать, рекомендуется производить общую реконструкцию промыслов, сборных сетей, возможно объединение промыслов, установка модульных компрессорных станций, поскольку давления и количества газа для дожимных компрессорных станций будет недостаточно.

В связи с этим сверхзвуковая сепарация является наиболее перспективным методом разделения и очистки газоконденсатных смесей от влаги и кислых газов. После замены сепаратора на 3S-сепаратор в установке комплексной очистки природного газа понизилась температура точки росы товарного газа, давление газа на выходе сепаратора имеет значения, соответствующие технологическому режиму эксплуатации абсорбера, и количество отделенной влаги и жидкости в процентном соотношении станет больше.

Авторы выражают благодарность Центру коллективного пользования Томского политехнического университета «Физико-химические методы анализа».

3. Лиинтин И.А., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Особенности промышленной подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 6. – С. 96–102.
4. Лиинтин И.А., Ерофеев В.И. Влияние термобарических параметров на эффективность процесса подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 11. – С. 32–36.

5. Создание инновационных систем управления, направленных на повышение эффективности работы оборудования дожимных компрессорных станций / С.Н. Меньшиков, И.В. Мельников, Н.М. Бобриков, В.Е. Столяров, А.А. Когай, Д.П. Щеголев // Газовая промышленность. – 2019. – Т. 781. – № 3. – С. 18–22.
6. Carroll J. Natural gas hydrates: a guide for engineer. – United Kingdom: Gulf Professional Publ., 2020. – 340 p.
7. Natural gas dehydration by desiccant materials / A.A. Farag Hassan, M.M. Ezzat, H. Amer, A.W. Nashed // Alexandria Engineering Journal. – 2011. – V. 50. – P. 431–439.
8. Mohammad B., Tehrani D.M. Effect of magnetic field on gas hydrate formation // Natural Gas Industry B. – 2022. – V. 9. – P. 240–245.
9. Sheng Chong D.J., Foo D.C.Y., Putra Z.A. A reduced order model for triethylene glycol natural gas dehydration system // South African Journal of Chemical Engineering. – 2023. – V. 44. – P. 51–67.
10. He X., Kumakiri I., Hillestad M. Conceptual process design and simulation of membrane systems for integrated natural gas dehydration and sweetening // Separation and Purification Technology. – 2020. – V. 247. – P. 23–33.
11. Khan M., Atiquezzaman M., Maruf A. Optimizing effective absorption during wet natural gas dehydration by triethylene glycol // Journal of Applied Chemistry. – 2016. – V. 2. – P. 01–06.
12. Stewart M. I., Arnold K. Surface production operations. V. 2: Design of Gas-Handling Systems and Facilities. – United Kingdom: Gulf Professional Publ., 2020. – 540 p.
13. Китов Е.С., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Анализ технологий промышленной подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 31–38.
14. Study on the influence of wall-mounted cyclone on the purification and separation performance of supersonic separator / J. Chen, W. Jiang, X. Lai, X. Cao, J. Bia // Chemical Engineering and Processing – Process Intensification. – 2020. – V. 150. – P. 223–226.
15. Alfyorov V., Bagirov L., Dmitriev L. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas component // Oil & Gas Journal. – 2005. – V. 103. – № 20. – P. 53–58.
16. Rajaei Shooshtari S.H., Shahsavand A. Optimal operation of refrigeration oriented supersonic separators for natural gas dehydration via heterogeneous condensation // Applied Thermal Engineering. – 2018. – V. 139. – P. 76–86.
17. Interlenghi S.F., Medeiros J.L., Queiroz O. On the sustainability of small-scale expansion-based natural gas liquefaction: Supersonic separator, Joule-Thomson, and turbo-expander // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – V. 95. – P. 70–76.
18. Majidi D., Farhadi F. Supersonic separator's dehumidification performance with specific structure: Experimental and numerical investigation // Applied Thermal Engineering. – 2020. – V. 179. – P. 115–120.
19. Xingwei L., Zhongliang L., Yanxia L. Investigation on separation efficiency in supersonic separator with gas-droplet flow based on DPM approach // Separation Science and Technology. – 2014. – V. 49. – P. 2603–2612.
20. Фарахов Т.М., Исхаков А.Р., Минигулов Р.М. Высокоэффективное сепарационное оборудование очистки природного газа от дисперсной среды // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 263–277.

Поступила: 26.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 14.03.2023 г.

Информация об авторах

Лиинтин И.А., аспирант отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Ерофеев В.И., профессор, доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 66.074

MODERNIZATION OF NATURAL GAS TREATMENT

Iliia A. Liintin¹,
quw_06@mail.ru

Vladimir I. Erofeev¹,
erofeevvi@mail.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance. Most of the existing fields in the Russian Federation are at the last stage of development. They are characterized by low wellhead pressures, increase in water cut, as well as a large amount of mechanical impurities. These factors have a detrimental effect on the technical and economic performance of the installations, as well as on the further transport of gas through the main gas pipelines. As a result, there is an urgent need to create new efficient technologies in the preparation of natural and associated petroleum gases. In addition to create new technologies, it is possible to upgrade the existing well production facilities or change process parameters.

The main aim: to modernize the current technological scheme of natural gas treatment.

Object: complex gas treatment plants of gas fields.

Method: modeling with a software package «UniSim Design».

Results. It was calculated and shown how much of the hydrate formation inhibitor must be supplied to the gas pipeline during transportation from a cluster of gas wells to a complex gas treatment unit. The dew point temperatures were calculated before and after the upgrade of the inlet separator, as well as the percentage of moisture in natural gas before and after the upgrade of the gas treatment unit. If the wellhead and reservoir pressures drop significantly, it is necessary to carry out a general reconstruction of fields, prefabricated networks, it is possible to combine fields, install modular compressor stations, since the pressure and amount of gas for booster compressor stations will not be enough. In this regard, supersonic separation is the most promising method for separating and purifying gas condensate mixtures from moisture and acid gases. After replacing the separator with a 3S-separator in the complex natural gas purification unit, the dew point temperature of the commercial gas decreased. Gas pressure at the outlet of the 3S-separator has values corresponding to the process mode of absorber operation and the amount of separated moisture and liquid, in percentage terms, will increase.

Key words:

absorption gas dehydration, dew point temperature, complex gas treatment plant, natural gas, boosting compressor station, 3S-separator.

The authors are grateful to the TPU center «Physical and chemical methods of analysis».

REFERENCES

1. Drobin Y.K. Improvement of the natural gas purification system at fields with declining production on the example of the Zapadno-Tarkosalinsky gas field. *Gas Industry = Gazovaya promyshlennost*, 2018, vol. 775, no. 10, pp. 48–52. In Rus.
2. *STO Gazprom 089-2010. Gaz goryuchiyy prirodny, postavlyаемы i transportiruemyy po magistralnym gazoprovodam. Tekhnicheskie usloviya* [Natural gas, supplied and transported through main gas pipelines. Technical conditions]. Moscow, OAO Gazprom Publ., 2010. 15 p.
3. Liintin I.A., Erofeev V.I., Dzhililova S.N. Features of commercial treatment of natural gas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 6, pp. 96–102. In Rus.
4. Liintin I.A., Erofeev V.I. Influence of temperature and pressure conditions on the efficiency of natural gas preparation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 11, pp. 32–36. In Rus.
5. Menshikov S.N., Melnikov I.V., Bobrikov N.M. Setting up innovative management system aimed at improving the performance of booster compressor stations. *Gas Industry = Gazovaya promyshlennost*, 2019, vol. 781, no. 3, pp. 18–19. In Rus.
6. Carroll J. *Natural gas hydrates: a guide for engineer*. Burlington, Gulf Professional Publ., 2020. 400 p.
7. Farag Hassan A.A., Ezzat M.M., Amer H. Natural gas dehydration by desiccant materials. *Alexandria Engineering Journal*, 2011, vol. 50, pp. 431–439.
8. Mohammad B., Tehrani D.M. Effect of magnetic field on gas hydrate formation. *Natural Gas Industry B*, 2022, vol. 9, pp. 240–245.
9. Sheng Chong D.J., Foo D.C.Y., Putra Z.A. A reduced order model for triethylene glycol natural gas dehydration system. *South African Journal of Chemical Engineering*, 2023, vol. 44, pp. 51–67.
10. He X., Kumakiri I., Hillestad M. Conceptual process design and simulation of membrane systems for integrated natural gas dehydration and sweetening. *Separation and Purification Technology*, 2020, vol. 247, pp. 23–33.
11. Khan M., Atiquezzaman M., Maruf A. Optimizing effective absorption during wet natural gas dehydration by triethylene glycol. *Journal of Applied Chemistry*, 2016, vol. 2, pp. 01–06.
12. Stewart M.I., Arnold K. *Surface production operations. Vol. 2: Design of Gas-Handling Systems and Facilities*. United Kingdom, Gulf Professional Pub., 2020. 540 p.
13. Kitov E.S., Erofeev V.I., Dzhililova S.N. Analysis of technologies of natural gas field preparation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 31–38. In Rus.
14. Chen J., Jiang W., Lai X. Study on the influence of wall-mounted cyclone on the purification and separation performance of supersonic separator. *Chemical Engineering and Processing – Process Intensification*, 2020, vol. 150, pp. 223–226.
15. Alforyov V., Bagirov L., Dmitriev L. Supersonic nozzle efficiently separates natural gas component. *Oil & Gas Journal*, 2005, vol. 103, no. 20, pp. 53–58.
16. Rajae Shoohtari S.H., Shahsavand A. Optimal operation of refrigeration oriented supersonic separators for natural gas dehydration via heterogeneous condensation. *Applied Thermal Engineering*, 2018, vol. 139, pp. 76–86.
17. Interlenghi S.F., Medeiros J.L., Queiroz O. On the sustainability of small-scale expansion-based natural gas liquefaction: supersonic separator, Joule-Thomson, and turbo-expander. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, vol. 95, pp. 70–76.
18. Majidi D., Farhadi F. Supersonic separator's dehumidification performance with specific structure: Experimental and numerical investigation. *Applied Thermal Engineering*, 2020, vol. 179, pp. 115–120.

19. Xingwei L., Zhongliang L., L. Yanxia L. Investigation on separation efficiency in supersonic separator with gas-droplet flow based on DPM approach. *Separation Science and Technology*, 2014, vol. 49, pp. 2603–2612.
20. Farakhov T.M., Iskhakov A.R., Minigulov R.M. Highly efficient separation equipment for natural gas purification from the dispersion media. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2011, no. 6, pp. 263–277. In Rus.

Received: 26 February 2023.

Reviewed: 14 March 2023.

Information about the authors

Ilia A. Liintin, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vladimir I. Erofeev, Dr. Sc., professor, academician of RANS, National Research Tomsk Polytechnic University.