

ПРОБЛЕМЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ И ДОСТИЖЕНИЯ ТРЕБУЕМОЙ ТОЧКИ РОСЫ

С. А. Цедрик

Научный руководитель - профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Природный газ широко используют как недорогое топливо с высокой теплотворной способностью (при сжигании 1 куб.м. выделяется до 54 400 кДж тепловой энергии). Это один из лучших видов топлива для бытовых и промышленных нужд. Самым распространенным способом доставки газа потребителям является транспортировка по трубопроводам.

Однако, перед подачей в магистральные трубопроводы газ необходимо подготовить, чтобы он соответствовал ряду требований. Наиболее сложно достижимыми из них являются температура точки росы по воде и углеводородам. Для этого существуют следующие основные решения:

1. Низкотемпературная сепарация (НТС)

Данная технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- охлаждение входного потока газа в теплообменнике потоком охлажденного газа;
- охлаждение газа за счет дросселирования потока, в этом случае могут использоваться дроссель (эффект Джоуля-Томсона), трубка Ранка, турбодетандер;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном сепараторе газа;
- подогрев подготовленного газа в теплообменнике перед подачей в магистраль.

2. Низкотемпературная конденсация (НТК)

Технология предусматривает:

первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;

- охлаждение входного потока газа в теплообменнике за счет внешних источников охлаждения, которыми могут быть аппараты воздушного охлаждения (АВО), различные холодильные машины;
- последующая сепарация охлажденного газа в низкотемпературном газосепараторе.

3. Абсорбционная подготовка газа

Технология предусматривает:

- первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе;
- абсорбционную колонну, в которой жидким либо твердым абсорбентом поглощается влага, находящаяся в газе;
- выходной газосепаратор, в котором осуществляется осаждение абсорбента.

Метод низкотемпературной сепарации

Специфика добычи природного газа заключается в высоких давлениях внутри пласта на первых этапах разработки месторождения. Газ выходит из скважины со значительным давлением, порядка 100-150 атм. и выше, которое можно преобразовать в дешевый холод при дросселировании потока. Поэтому логично, что самый легкий и распространенный вариант обработки газа при таких условиях - это низкотемпературная сепарация газа (НТС), где используется минимум капитальных вложений при удовлетворяющих показателях на выходе. Также, большим плюсом этого метода является простота эксплуатации и обслуживания оборудования. Как правило, основная технология включает в себя несколько сосудов под давлением (сепараторы), несколько теплообменников и дроссель (или турбодетандер) [1].

Типичная схема низкотемпературной сепарации

Сырой газ со скважин поступает во входной сепаратор, где отделяется жидкая фаза (газовый конденсат, метанольная вода и мехпримеси). Сепарированный газовый поток по трубопроводу из сепаратора, направляется в рекуперативный теплообменник. Для предотвращения гидратообразования перед теплообменником и сепаратором предусмотрена линия подачи метанола через шаровый кран (гликоль или метанол). Охлажденный газ из теплообменников поступает на дроссель или детандер, где за счет дросселирования (или детандирования) падает температура потока. При этом расширение газа на турбине позволяет преобразовать его потенциальную энергию давления в механическую работу, обеспечивая его охлаждение до низкой температуры. После турбины газ поступает в низкотемпературный сепаратор. Здесь происходит отделение капельной жидкости сконденсированной в результате снижения температуры. Сухой газ из низкотемпературного сепаратора проходит через рекуперативный теплообменник 1, где нагревается и далее поступает в рекуперативный теплообменник 2, нагревает отходящую жидкую фазу из НТС и только потом подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза из низкотемпературного сепаратора нагревается в рекуперативном теплообменнике 2 и поступает в трехфазный сепаратор, откуда газ отправляется либо на факел, либо используется на собственные нужды. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу трехфазного сепаратора, направляется на регенерацию, а конденсат на дальнейшую стабилизацию на установку стабилизации конденсата (УСК).

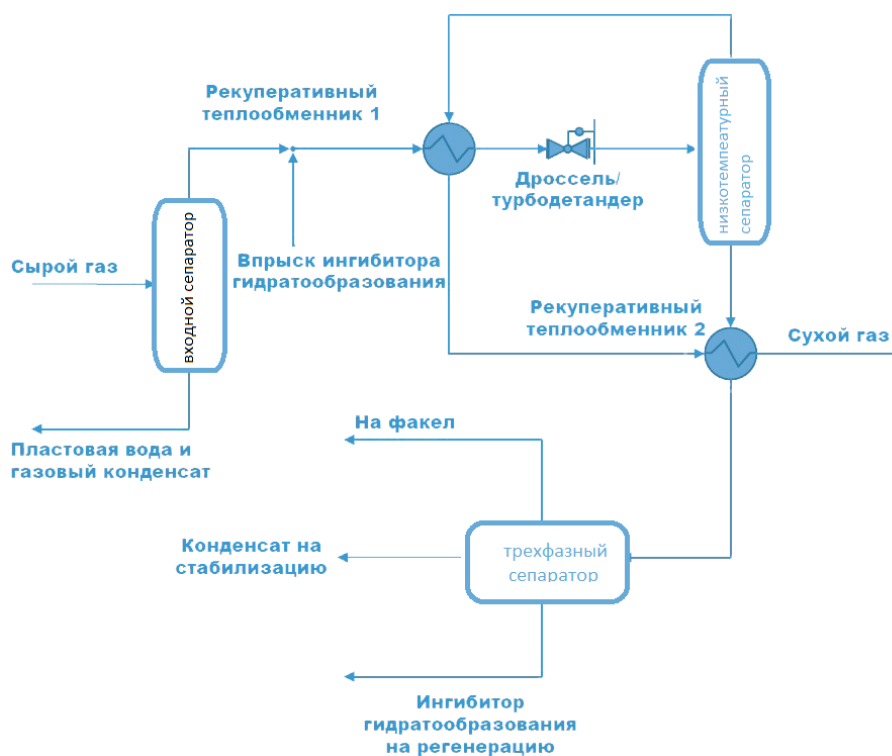


Рис. 1 Схема низкотемпературной сепарации

Минусы установки низкотемпературной сепарации

При всех плюсах этого метода, стоит отметить один минус. Примерно через 3-5 лет после начала разработки месторождения, давление добываемого газа начинает постепенно падать, из-за чего НТС теряет свое основное преимущество – дешевый холод. Соответственно, такой способ обработки газа перед его транспортировкой не позволяет стабильно достигать требований по подаче газа в магистральный газопровод, что делает его не только малоэффективным. Кроме того, из минусов НТС стоит отметить, низкое извлечение конденсата, так как извлекается только конденсат, находящейся в жидкой фазе. Значительная же часть тяжелых углеводородов остается в газе, из-за чего не достигается требуемая температура точки росы по углеводородам. Это приводит не только к проблемам при эксплуатации трубопроводов, но и к недополученной прибыли для эксплуатирующей организации.

Также, стабилизация конденсата методом выветривания предполагает большие потери, связанные с уносом «ценных» компонентов. Подготовка конденсата в колонне-стабилизаторе позволяет в разы сократить расход газа, сжигаемого на факеле, и увеличить количество конденсата [2].

Способ решения проблемы:

В данной статье мы хотели бы обратить внимание на технологию, которая по своей сути близка к низкотемпературной сепарации, но более продвинута в исполнении, что позволяет избежать всех недостатков, присущих НТС и при этом увеличить эффективность установки в целом: и по получаемым продуктам и по экономическим показателям. Имеется ввиду низкотемпературная конденсация газа при помощи установки внешнего холода с дальнейшей стабилизацией конденсата, а также возможностью получения таких продуктов как ШФЛУ и конденсат газовый стабильный.

Метод низкотемпературной конденсации:

Низкотемпературная конденсация - процесс изобарного охлаждения природного и попутного нефтяного газа, сопровождающийся последовательной конденсацией отдельных компонентов газового конденсата или их фракций при определенном давлении. Осуществляется при температурах от 0 до минус 40°C.

Разделение углеводородных газов методом НТК осуществляется путем охлаждения внешним холодом до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз.

Высокой четкости разделения углеводородных газов путем однократной конденсации и последующей сепарации добиться практически невозможно, поэтому современные схемы НТК включают ректификационные колонны. [3]

Газовая фаза при этом выводится с установки с последней ступени сепарации, а жидкая фаза после теплообмена с потоком сырьевого газа поступает на питание в колонну для дальнейшей подготовки конденсата.

Использование данного метода за счет искусственного внешнего холода позволяет поддерживать стабильную точку росы вне зависимости от времени года и перепада давлений (в отличие от НТС), и добиваться более глубокого извлечения тяжелых углеводородов. Точка росы по углеводородам при расчете НТС не ниже минус 10°C, а на установках НТК доходит до минус 40°C, что значительно повышает количество жидкого продукта в виде

широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) и конденсата газового стабильного. Кроме того, стабилизация конденсата в колоннах значительно сокращает сбросы газа на факел и увеличивает количество жидких продуктов.

Плюсы установки низкотемпературной конденсации (НТК):

- стабильная точка росы (даже при падении давления газа в скважине) за счет регулирования мощности внешнего холодильного цикла;
- возможность поддержания более низких температур при охлаждении газа, получение за счет этого дополнительных жидких продуктов;
- стабилизация конденсата в колоннах значительно сокращает потери на факел.

Выводы:

- НТК по сравнению с НТС позволяет получать более стабильную точку росы вне зависимости от перепада давления газа и времени года;
- НТК позволяет охлаждать газ до более низкой температуры по сравнению с НТС и получать больше жидких продуктов;

Применение фракционирующих колонн по сравнению с емкостями выветривания позволяет сократить сбросы на факел и получить более широкую линейку жидких продуктов ШФЛУ, пропан, конденсат газовый стабильный (газовый бензин);

Реализация подобных проектов, несмотря на кажущуюся дороговизну, имеет близкий срок окупаемости как каждого этапа в отдельности, так и вся целиком сразу, поэтому, несмотря на большие капитальные вложения, при реализации полного комплекса подготовки газа инвесторы получают большую прибыль в более сжатые сроки при той же окупаемости, что и каждый этап в отдельности [4].

Литература

1. Багатуров С. А. Основы теории и расчета перегонки и ректификации. М.: Химия, 1974. — 439 с.
2. Молоканов Ю. К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. М.: Химия, 1980. - 407 с.
3. Скобло А. И., Молоканов Ю. К., Владимиров А. И., Щелкунов В. А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. 3-е изд., перераб. и доп. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. — 677 с.
4. Стабников В. В. Ректификационные аппараты. М.: Машиностроение, 1965. — 356 с.

ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ *IN SITU* ПО ДАННЫМ МИКРОСТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ТРЕЩИНОВАТОСТИ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Т.В. Шилова

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Проницаемость угля является ключевым параметром, влияющим на фильтрацию газа в породе и определяющим эффективность извлечения метана угольных пластов [2, 4]. Проницаемость пласта *in situ* зависит от его напряженного состояния: напряжения в угольных пластах растут с глубиной, приводя к изменению формы и раскрытия естественных трещин, способствуя ее снижению [3]. Исследование фильтрационных свойств углей, как правило, проводят в лабораторных условиях. Причиной является сложность получения достоверных данных на месторождениях. Далее для оценки проницаемости *in situ* используют аналитические и эмпирические модели, описывающие влияние напряжений и эффекта набухания/усадки матрицы на ее изменение [4]. Одноосные условия деформации обеспечивают упрощенное описание напряженно-деформированного состояния угля при разработке месторождения. Однако, практика показывает, что модели с одноосными условиями деформации адекватно описывают изменение проницаемости угля и могут применяться в масштабах крупных месторождений, угольных районов и бассейнов [3, 6].

В настоящей работе приведены результаты определения проницаемости каменного угля марки «Ж» на основе лабораторных фильтрационных тестов и микроструктурного анализа кернов. Образцы были отобраны на Никитинском месторождении, относящемуся к Ленинскому району Кузбасса. Полученные данные использованы для оценки изменения проницаемости углей Ленинского района Кузбасса с глубиной по известным моделям одноосной деформации [6].

Исследование проницаемости проводилось при последовательном увеличении сжимающего напряжения (P) от 1 до 8 МПа с шагом 1 МПа. Для каждого значения P выполнялась серия экспериментов при разных перепадах давления азота между входом и выходом образца (ΔP) в диапазоне от 0,05 до 0,1 МПа. Значение коэффициента газопроницаемости образца (k_g) определяли по закону Дарси [1]. Экспериментально установлено, что проницаемость угля изменяется в пределах $60 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при $P=1 \text{ МПа}$ и $9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ при $P=8 \text{ МПа}$. Дополнительно был оценен коэффициент сжимаемости трещин $C_f = 0,0845 \text{ МПа}^{-1}$. Полученные данные хорошо аппроксимируются известной моделью Shi и Durucan 2004 [7]. Расчетное значение проницаемости разгруженного угля (k_{g0}) (при $P=0,1 \text{ МПа}$) составило $75,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Структура коксующегося угля марки «Ж» характеризуется типичным блочно-трещиноватым строением: блоки угольной матрицы разделены системой естественных трещин двух типов «face» и «butt» cleats (рис. 1). По результатам микроскопических исследований установлено, что ширина основных face cleats в среднем составляет 12,5 мкм при размере блоков угольной матрицы 2213 мкм. Полученные значения использовались для оценки проницаемости угля без нагрузки [5]: