

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ДЛЯ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

В.А. Полянский

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Попутный нефтяной газ является побочным продуктом в процессе нефтедобычи. Переработка попутного нефтяного газа для производства продукции газонефтехимии является наиболее рациональным способом его использования [2]. Помимо этого, одним из способов применения газа является обратная закачка в пласт, а также газлифтная эксплуатация скважин. Газлифт применяется в скважинах, имеющих:

- высокие дебиты и большие забойные давления;
- высокий газовый фактор и давление на забое ниже давления насыщения;
- пескопроявления;
- сложные условия эксплуатации.

На сегодняшний день данный способ добычи является наиболее распространенным на морских месторождениях.

Целью данной работы является анализ факторов, влияющих на степень осушки газа при его подготовке как рабочего агента для газлифтной эксплуатации скважин, с помощью моделирующей схемы, разработанной в программном комплексе Unisim Design.

Источником газлифтного газа высокого давления могут быть компрессорные станции и скважины газовых месторождений [1]. Природный газ газовых месторождений нуждается в предварительной подготовке, которая заключается в удалении из газа конденсата и влаги, присутствие которых приводит к образованию в магистральных и контрольно-измерительной аппаратуре кристаллогидратов, нарушающих нормальную эксплуатацию системы газоснабжения. Использование нефтяного газа для газлифта имеет ряд преимуществ, среди которых можно выделить то, что при бурном перемешивании его с нефтью при движении вверх по НКТ газлифтной скважины газ обогащается бензиновыми фракциями. При переработке такого газа на газобензиновых заводах получают нестабильный бензин и другие ценные продукты. Нефть, перемешанная с газлифтным газом, стабилизируется, что уменьшает ее испарение при транспортировке и хранении.

Наиболее важным параметром подготовки газа для газлифтной эксплуатации является отделение влаги. На разных предприятиях значение точки росы газа по воде может варьироваться в зависимости от условий месторождения и температуры в скважинах. При газлифтной эксплуатации может использоваться подготовленный газ газовых месторождений, качество которого обусловлено требованиями к газу, поставляемому и транспортируемому по магистральным газопроводам [3].

Таблица 1

Требования к газу на выходе компрессорной станции

№	Параметры	Единицы измерения	Значение параметров
1	Давление газа	кгс/см ²	106
2	Температура газа, не более, при температуре окружающей среды ниже 0 °С от 0 до +10 °С выше 10 °С	°С	49 60 70
3	Содержание капельной жидкости, не более	мг/м ³	20
4	Точка росы, не более, при температуре окружающей среды до +10 °С выше +10 °С	°С	-20 -10

На рассматриваемом нефтяном месторождении для газлифтной эксплуатации скважин используется попутный нефтяной газ (ПНГ). Месторождение характеризуется относительно высоким газовым фактором (120 м³/тонну). Попутный нефтяной газ проходит полную подготовку по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), в процессе которой он приобретает характеристики, удовлетворяющие требованиям к газу для магистрального транспорта [3]. Часть подготовленного газа отбирается для закачки в газлифтные скважины, остальное количество идет на экспорт. Тем самым реализуется система замкнутого газлифтного цикла, который был предложен в России М. М. Тихвинским в 1914 г. Суть заключается в сепарации нефтяного газа, его подготовке и закачке в газлифтные скважины и отправке на газоперерабатывающие заводы.

Факторы, определяющие характеристики работы установок низкотемпературной сепарации газа:

- давление и температура в низкотемпературном сепараторе;
- состав пластового газа;
- число ступеней сепарации
- конденсатный фактор.

В качестве ингибитора гидратообразования на установке подготовки газа используется моноэтиленгликоль.

Подготовка нефтяного газа происходит следующим образом: газ из сепаратора 3-й ступени поступает на вход компрессора низкого давления, на выходе из компрессора газ комбинируется с газом из сепаратора 2-й ступени. Данный объединенный поток охлаждается и затем компримируется.

Далее газовый поток объединяется с потоком от сепаратора 1-й ступени, охлаждается и поступает в газовый компрессор высокого давления. На выходе из газового компрессора высокого давления газ охлаждается до 37,8°С и компримируется до давления 15 МПа компрессором высокого давления и поступает в модуль осушки газа методом НТС. После низкотемпературного сепаратора газ проходит через теплообменник и закачивается в затрубное пространство газлифтных скважин при давлении нагнетания 7 МПа и температуре около 30 °С.

Следующая часть работы посвящена моделированию технологии получения и подготовки ПНГ.

Таблица 2

Состав газа на входе в модуль подготовки

Компонент	Мольная доля
CH ₄	0,897
C ₂ H ₆	0,055
C ₃ H ₈	0,014
i-C ₄ H ₁₀	0,010
n-C ₄ H ₁₀	0,009
i-C ₅ H ₁₂	0,007
n-C ₅ H ₁₂	0,001
n-C ₆ H ₁₄	0,002
C ₇₊	0,002
CO ₂	0,002

Моделирование производилось в программной среде UniSim Design. Моделирующая схема системы получения и подготовки газа представлена на рисунке 1.

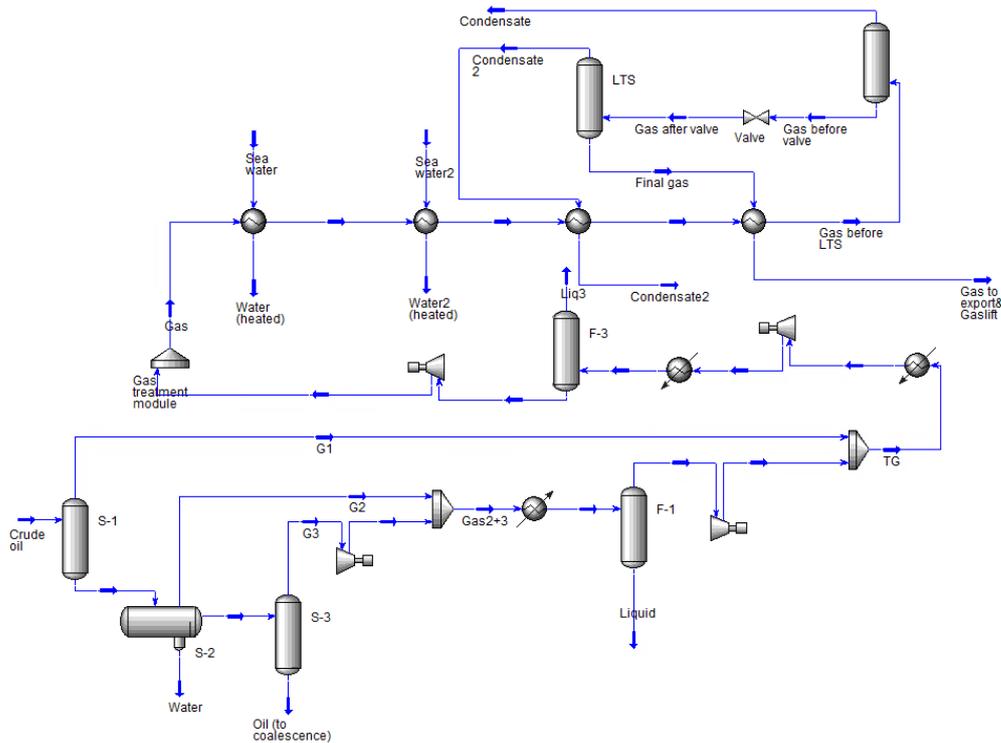


Рис.1 Моделирующая схема системы подготовки газа

В клапане Джоуля-Томсона снижение давления, согласно регламентам, происходит с 11 МПа до 6,8–7,3 МПа. Исследуем, какое количество жидкой фазы выпадет при дросселировании на данном интервале давлений при температуре минус 25 °С. Анализ проводился с помощью функции «Case Study». Пик графика давления покажет давление максимальной конденсации.

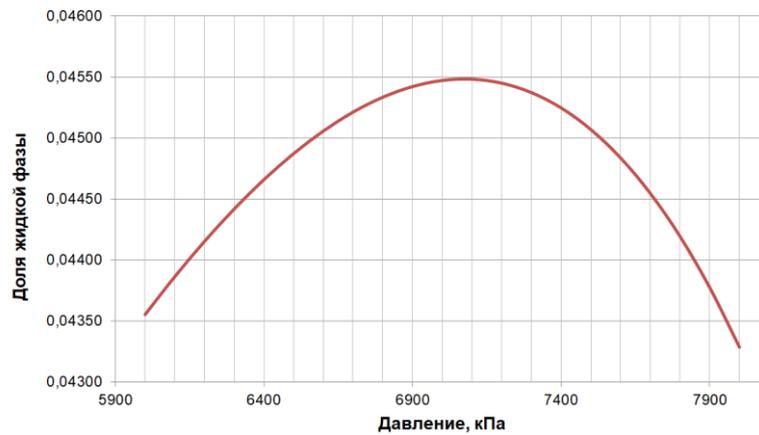


Рис. 2 Влияние давления на количество жидкой фазы, выпадающей при дросселировании газа, при температуре минус 25 °С

Как можно видеть из графика, давление максимальной конденсации при заданных условиях составляет 7,1 МПа. Соответственно, перепад давления на клапане Джоуля-Томсона, который обеспечит максимальное выпадение углеводородов в жидкую фазу, составляет 3,9 МПа.

Рассмотрим влияние давления на эффективность извлечения из газа углекислого газа и углеводородов C₇₊ (рисунок 3).

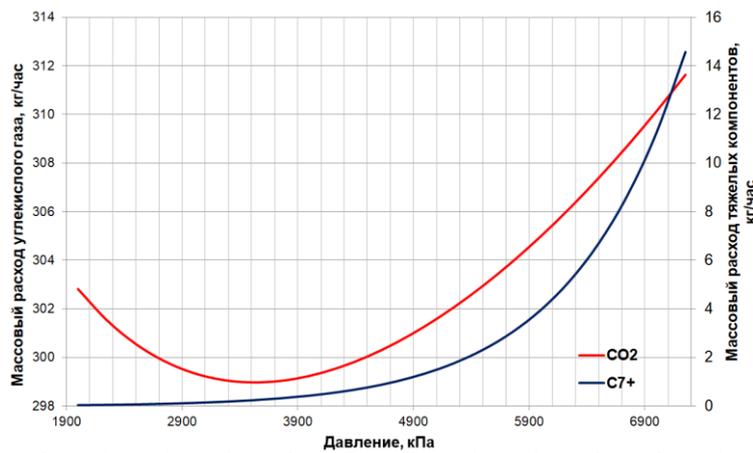


Рис. 3 Зависимость массового расхода углекислого газа и тяжелых компонентов (C₇₊) в подготовленном газе от давления в низкотемпературном сепараторе

При повышении давления в низкотемпературном сепараторе вместе с подготовленным газом уходит больше углекислого газа и тяжелых компонентов, что впоследствии увеличит вероятность возникновения коррозии, а также выпадения конденсата в контрольно-измерительной аппаратуре и системе газоснабжения газлифтной эксплуатации.

Рассмотренная в данной работе технология рассчитана на подготовку до 14309 м³/сут. жидкости и 2,83 млн. м³/сут газа, в том числе газа на собственные нужды: топливный и газлифтный газ – 0,3 млн.м³/сут. Перепад давления на дросселе, который обеспечит максимальную конденсацию углеводородов, составляет 3,9 МПа. При повышении давления в низкотемпературном сепараторе увеличивается массовый расход углекислого газа и тяжелых компонентов в газовом потоке. Точка росы отбензиненного газа по углеводородам – минус 29,9 °С.

Возможные улучшения для данной технологии предусматривают использование детандера вместо дросселя для повышения эффективности процесса подготовки газа.

Литература

1. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2 // Томск: Издательство Томского политехнического университета. – 2012. – С. 114.
2. Кирушин П.А. и др. Попутный нефтяной газ в России: "Сжигать нельзя, перерабатывать!". – Всемирный фонд дикой природы (WWF) – Москва: 2013. – 12 с.
3. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М.: ОАО «Газпром», 2010. – 19 с.