



УДК 665.612.2

НИЗКОДАВЛЯЮЩИЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ: ОБЪЁМЫ ДОБЫЧИ И ОСЛОЖНЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ЕГО СБОРЕ И ПОДГОТОВКЕ

LOW PRESSURE PETROLEUM GAS: PRODUCTION VOLUMES AND COMPLICATIONS ARISING FROM ITS COLLECTION AND PREPARATION

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается терминология «низкодавяющие углеводородные газы». Приведены объёмы добычи, использования и сжигания на факелах попутного нефтяного газа и сделаны краткие выводы по добыче и запасам низкодавяющих нефтяных газов. Описаны основные причины, вызывающие осложнения при сборе и подготовке низкодавяющих нефтяных газов.

Ключевые слова: терминология «низкодавяющие углеводородные газы», попутный нефтяной газ, объёмы добычи попутного нефтяного газа, объёмы использования и сжигания на факелах попутного нефтяного газа, осложнения при сборе и подготовке, осложнения при сборе низкодавяющих нефтяных газов, осложнения при подготовке низкодавяющих нефтяных газов.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil and gas engineering
Department named after
professor G.T. Vartumyan,
Kuban State Technological University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article discusses the terminology «low-pressure hydrocarbon gases». The volumes of production, use and flaring of associated petroleum gas are presented and brief conclusions are drawn on the production and reserves of low-pressure petroleum gases. The main causes causing complications in the collection and preparation of low-pressure petroleum gases are described.

Keywords: terminology «low pressure hydrocarbon gases», associated petroleum gas, associated petroleum gas production volumes, volumes of use and flaring of associated petroleum gas, complications in the collection and preparation, complications in the collection of low-pressure petroleum gases, complications in the preparation of low-pressure petroleum gases.

Терминология «низкодавяющие углеводородные газы»

Существует несколько определений понятия низкодавяющие углеводородные газы.

Одни авторы дают определение, которое в основном привязано к экономическому и техническому аспектам: «Низкодавяющий газ – это газ, имеющий место в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции нефтегазоконденсатных месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот и хозяйственное использование сопряжено со значительными техническими проблемами и материальными затратами».

В работах других авторов «низкодавяющий газ» определяется как газ, «промышленное использование которого с глубоким компримированием и дальнейший транспорт экономически не рентабельны или низкорентабельны». То есть и в этом случае по сути дела главным критерием отнесения добываемого газа к категории низкодавяющего является рентабельность сжатия до давления, используемого при магистральном транспорте.

Существует также определение «низкодавяющего газа», которое привязано к проблемам социально-экономического развития регионов газодобычи: «Низкодавяющий газ – новая экономическая категория, символизирующая неизбежное увеличение степени переработки местного сырья и компенсации негативных явлений, включая снижение зависимости от импорта электроэнергии».

Специалисты ООО «Оренбурггазпрома» распространили понятие «низкодавяющего газа» не только на добываемый, но и на перерабатываемый газ: «Под низкодавяющими газами на объектах добычи и переработки в Оренбургском газохимическом комплексе понимают также газы, рабочее давление которых ниже уровня рабочего давления основного технологического процесса и которые должны утилизироваться за счёт специально разработанных и внедрённых технических мероприятий».



Попутный нефтяной газ

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, сорбированная (растворённая) нефтью в пластовых условиях, а также находящаяся в свободном состоянии в газовых шапках нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, выделяющаяся из сырой нефти в процессе её добычи.

Количество растворённого газа в нефти – газовый фактор, находится в пределах от 3–5 м³/т в самых верхних горизонтах до 200–300 м³/т и более в глубоко залегающих пластах при хорошей сохранности залежей. При наличии на месторождении газовых шапок газовый фактор достигает и более высоких значений от 700 м³ и выше на тонну нефти (за счёт прорыва).

По составу нефтяные газы подразделяют на:

- преимущественно углеводородные, содержащие 95–100 % углеводородных компонентов;
- углеводородные, имеющие примесь двуокиси углерода от 4 до 20 %;
- углеводородные с примесью азота 3–15 %;
- углеводородные, содержащие примеси азота и двуокиси углерода;
- углеводородно-азотные, содержащие порядка 50 % азота.

Кроме этого, в нефтяных газах присутствуют пары воды, сероводородные газы, гелий, аргон. В нефтяных газах отдельных месторождений содержатся промышленные запасы гелия.

По соотношению метана и его гомологов нефтяные газы делят на:

- сухие, содержащие CH₄ свыше 85 %, C₂H_{6+в} до 15 %;
- жирные, содержащие CH₄ менее 85 %, C₂H_{6+в} более 15 %.

Уменьшение количества метана в нефтяном газе наблюдается при дегазации нефти в сепараторах ступеней её подготовки, в которых производится снижение давления от первой ступени к последней.

Объёмы добычи, использования и сжигания на факелах нефтяного газа

Объёмы добычи попутного газа находятся в прямой зависимости от добычи нефти, поскольку к попутному газу относится растворённый газ или смесь растворённого газа и газа из газовой шапки из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемого через нефтяные скважины.

До настоящего времени не разработана единая система учёта добычи попутного (нефтяного) газа. По отчётности, представленной Росстатом, Росгеолфондом (МНР России) и ЦДУ ТЭК (Минпромэнерго России), данные по имеют существенные отличия:

- Росстат – 57,9 млрд м³;
- Росгеолфонд – 36,7 млрд м³;
- ЦДУ ТЭК – 55,3 млрд куб. м³.

При этом объёмы сжигаемого попутного газа:

- Росстат – 13,1 млрд м³;
- Росгеолфонд – 13,4 млрд м³;
- ЦДУ ТЭК – 14,9 млрд м³.

По некоторым данным уровень сжигаемого в факелах и выбрасываемого в атмосферу ПНГ в настоящее время составляет 23–27 % от ресурса добываемого газа.

В Российской Федерации сложилась следующая система использования нефтяного газа. Нефтяной газ, собираемый на промысле, направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). При формировании традиционной системы (не менее чем десять лет) нефтяной газ низкого давления, получаемый на конечных ступенях сепарации нефти, практически не используется, вследствие чего половина его запасов сжигается в факелах.

Одной из причин сжигания большого количества газа на факелах является нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Данная норма принята в 2000 году и введена в действие с 01 января 2001 года в целях поддержания и вывода из кризиса предприятий ТЭК в связи с низкими ценами на нефть в 1997–1999 гг. (9–12 долл. США за баррель нефти). Следует отметить, с введением нулевой ставки НДПИ на попутный газ резко увеличился объём его сжигания на факельных установках (с 7,2 млрд м³ в 2001 году до 11,2 млрд м³ в 2002 году).

При существенном росте использования попутного (нефтяного) газа для собственных нужд с 4,4 млрд м³ в 2001 году до 7,5 млрд м³ в 2006 году (в 1,7 раза) объём его переработки на ГПЗ и компрессорных станциях (КС) за этот же период увеличился лишь в 1,4 раза (с 22,2 млрд м³ в 2001 году до 30,7 млрд м³ в 2006 году). Объём переработки попутного газа составляет 94,9 % от действующих проектных мощностей газоперерабатывающих заводов и станций компримирования (34,4 млрд м³).

Динамика сжигания попутного газа на факельных установках имеет негативную тенденцию. В период с 2001 по 2006 гг. объём сжигания попутного газа увеличился почти в 2 раза (с 7,2 млрд м³ в 2001 году до 14,1 млрд м³ в 2006 году) и составил в 2006 году 24,4 % от суммарной его добычи. В абсолютном выражении большая часть попутного газа сжигается в Западной Сибири – 9,7 млрд м³ (68,7 %).

Уровень сжигания попутного (нефтяного) газа по нефтяным компаниям колеблется от 53,5 % до 5 % и составляет в среднем по России 24,4 %.



Сжигание попутного газа на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья. К примеру, в 2004 году в составе попутного газа на факельных установках сожжено 7,1 млн тонн этана, 4,1 млн тонн пропана, 2,6 млн тонн бутана, 13 млн м³ гелия. Кроме того, сжигание попутного газа приводит к значительным выбросам твёрдых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах (в 2004 году в атмосферу выброшено 321,8 тыс. тонн твёрдых загрязняющих веществ или около 12 % общего объёма выбросов в России).

Краткие выводы по добыче и запасам низконапорных нефтяных газов

Добыча нефтяных газов составляет 55,3–57,9 млрд м³/год; при этом сжигается его на факельных установках в среднем 24,4 % от добываемого количества. В своём постановлении от 08.01.2009 г. Правительство РФ ужесточило штрафные санкции к производствам, сжигающим нефтяной газ на факельных установках. Правительство призвало довести уровень использования нефтяного газа до 95 %.

Для использования низконапорных углеводородных газов необходимо совершенствовать уже существующие технологии или разрабатывать новые технологические и конструкторские решения по их добыче, сбору и подготовке. С целью определения направлений этих разработок необходимо выявить основные негативные явления (причины), осложняющие добычу, сбор и подготовку низконапорных газов.

Основные причины, вызывающие осложнения при сборе и подготовке низконапорных нефтяных газов

Основными причинами, вызывающими осложнения при сборе и подготовке нефтяных газов, являются следующие.

1. Низкое и различное давление газа сепарации нефти: обычно на первой ступени давление поддерживают в пределах 1,7–2,0 МПа, на второй – 0,7–1,6 МПа, на третьей – 0,105–0,3 МПа.
2. Различное количество нефтяного газа, отбираемого на ступенях сепарации нефти. Максимум приходится на первую ступень, минимум – на последнюю.
3. Повышенное содержание конденсирующихся углеводородных компонентов C_{4+в}. По соотношению метана и его гомологов нефтяные газы делят на сухие, содержащие СН₄ свыше 85 %, C₂H_{6+в} до 15 %; и жирные, содержащие СН₄ менее 85 %, C₂H_{6+в} более 15 %. Концентрация легкоконденсирующихся компонентов C_{4+в} увеличивается с понижением давления и увеличением температуры на ступенях сепарации нефти. Необходимо отметить, что состав газа может изменяться со временем, для примера в таблице 1 представлены составы газов разных месторождений.
4. Высокое содержание паров воды, количество которых увеличивается с понижением давления и увеличением температуры на ступенях сепарации нефти.
5. Увеличение количества добываемой пластовой воды на заключительных стадиях разработки месторождений, что, как следствие, сопровождается повышением концентрации солей.
6. Наличие в газе капельной жидкости (воды, нефти и конденсата) из-за недостаточной эффективности работы нефтяных сепараторов.

Таблица 1 – Усреднённые составы нефтяного газа различных месторождений, % масс.

Месторождение	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂
Самотлорское									
2014 г.	0,59	1,48	60,64	4,13	13,05	4,04	8,60	2,52	2,65
1980 г.	1,17	0,32	82,88	4,23	6,48	2,35	1,19	0,57	0,48
Варьёганское									
2014 г.	0,69	1,51	59,33	8,31	13,51	4,05	6,65	2,20	1,80
1980 г.	0,18	0,93	77,25	6,95	9,42	2,59	0,53	0,46	0,57
Бавлинское									
2014 г.	0,40	8,40	35,00	20,70	19,90		9,80		5,80
1980 г.	0,35	9,35	39,60	26,78	17,27	3,50	1,53	0,69	3,50
Ромашкинское									
2014 г.	1,50	8,00	38,80	19,10	17,80		8,00		6,80
1980 г.	0,29	11,23	43,41	20,38	16,23	1,53	3,50	0,64	0,69

Осложнения при сборе нефтяного газа

Осложнения, связанные с низким и различным давлением газа

Традиционные компрессоры (поршневые, центробежные, вихревые, роторные) не в состоянии одновременно принимать газы разного давления, т.е. невозможно сжимать одним компрессором газы, имеющие разное давление. Различное давление газа на ступенях сепарации нефти диктует необходимость применения только одного типа компрессора для сжатия газа определённого давления. При изменении давления газа на входе компрессора последний входит в так называемый режим «помпажа», при котором возникают неуправляемые пульсации газа и вибрация машины, приводящие к авариям.



Осложнения, связанные с различным количеством нефтяного газа, отбираемого на ступенях сепарации нефти

Указанные выше типы компрессоров имеют оптимальные области применения по производительности и давлению сжатия газов (рис. 1). Как видно из рисунка 1, компрессоры традиционных типов полностью не охватывают область по производительности менее $0,1 \text{ м}^3/\text{с}$ ($360 \text{ м}^3/\text{ч}$). Работа компрессоров поршневого и центробежного типов неэффективна в области сжатия газов ниже $0,5 \text{ МПа}$.

Осложнения, связанные с повышенным содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов

В поршневых и центробежных компрессорах при сжатии газов с повышенным содержанием $\text{C}_{3+\text{в}}$ при высокой температуре происходит осмосление рабочих поверхностей и отложение на них коксообразных веществ. Вследствие этого происходит недопустимая вибрация как самого компрессора, так и подводящих трубопроводов и технологического оборудования.

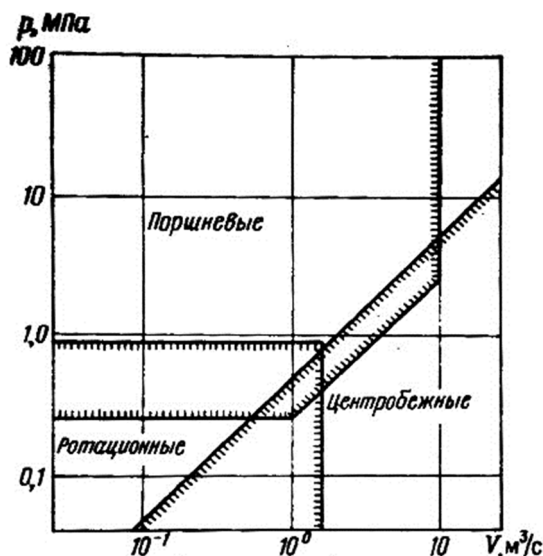


Рисунок 1 – Области применения компрессоров различных типов

Конденсирующиеся компоненты хорошо растворяются в смазочных и уплотняющих рабочие поверхности маслах. В связи с этим последние необходимо регенерировать на специальных установках или производить их частую замену, что приводит к дополнительным капитальным и эксплуатационным расходам.

Осложнения, связанные с повышенной концентрацией солей

Соли откладываются на рабочих органах компрессорных агрегатов, в межступенчатых теплообменниках, в подводящих трубопроводах и входных патрубках. Отложения нарушают регламентируемую работу компрессорного оборудования. Удаление солевых отложений очень трудоёмкий и энергетически затратный процесс, выполняемый с помощью специального оборудования. В процессе применяются различные химические реагенты. Вещества, получающиеся в результате реакций, необходимо утилизировать или соответствующим образом ликвидировать.

Осложнения, связанные с изменением компонентного состава газа

Как видно из таблицы 1, изменение компонентного состава газа во времени очень значительно. Изменение компонентного состава газа приводит к увеличению или уменьшению его суммарной молекулярной массы и, как следствие, к изменению его плотности, что в свою очередь приводит к изменению энергетических характеристик машины всегда в худшую сторону.

Осложнения, связанные с большим содержанием паров воды

Большое содержание воды повышает вероятность образования газовых гидратов в сборных трубопроводах и изменению давления на приёме компрессоров и к вышеуказанным осложнениям в их работе. Для предотвращения образования в осенне-зимний период гидратов подаются водные растворы метанола. В связи с этим в сборных газопроводах увеличивается количество жидкости, тем самым увеличивая их гидравлическое сопротивление. Наличие воды в системе усиливает коррозию оборудования, особенно при содержании в газе кислых компонентов.



Осложнения, связанные с наличием в газе капельной жидкости

В сборных газопроводах из-за конденсации легкоконденсирующихся компонентов, паров воды, уноса из нефтяных сепараторов нефти и воды скапливается большое количество жидкости. Наличие больших масс жидкости в газопроводах увеличивает их гидравлическое сопротивление. Кроме того, при движении массы жидкости на изгибах трубопроводов центробежными силами создаются опасные напряжения, которые приводят к преждевременному износу труб и авариям.

Периодически или спонтанно жидкость в виде залповых выбросов поступает на вход в компрессорные станции или в технологическое оборудование установок подготовки газа. Единовременное количество поступающей жидкости может достигать 200–500 м³ при скорости жидкости в трубе, составляющей 0,80–0,95 от скорости транспортируемого газа (порядка 20–40 м/с). Процесс поступления жидкости нестационарный, при котором жидкость ускоряется за счёт уменьшения её массы в трубопроводе при сохранении давления газа. Процесс поступления жидкости из газопровода в ёмкость сепаратора описывается системой уравнений:

- И.В. Мещерского, отражающее движение тел переменной массы:

$$\frac{dw_L}{d\tau} = \frac{f \cdot (P_1 - P_2)}{M_L - \tau \cdot L_i}, \tag{1}$$

- расхода жидкости через входной патрубок сепаратора:

$$L_i = \rho_L \cdot f \cdot W_{Li}, \tag{2}$$

где τ – время поступления жидкости, с; f – площадь, занимаемая жидкостным потоком в самом узком поперечном сечении патрубка, через который поступает жидкость, м²; P_1, P_2 – давление газовой фазы в трубопроводе за жидкостью и давление на входе оборудования, Па; M – исходная масса жидкости, кг; ρ_L – плотность жидкости, кг/м³; w_{Li} – скорость поступления жидкости через патрубок, м/с.

Остаточная относительная масса жидкости в газопроводе:

$$\bar{M}_L = \frac{M_{Li}}{M_L},$$

относительная скорость поступления жидкости в ёмкость:

$$\bar{W}_L = \frac{W_{Li}}{W_L},$$

где M_{Li} – масса жидкости, которая остаётся в трубопроводе; M_L – исходная масса жидкости; W_{Li} – скорость жидкости, поступающей в сепаратор; W_L – начальная скорость жидкости, равная её скорости в трубопроводе.

Возрастание скорости поступления жидкости графически представлено на рисунке 2, из которого видно, что скорость жидкости возрастает с уменьшением её массы в трубопроводе. Причём скорость остаточной жидкости (хвоста) увеличивается в 4,0–4,8 раза от начальной величины скорости жидкости в газопроводе. На долю «хвостовой» части жидкости приходится 15–20 % от общего объёма.

Динамический напор жидкостной массы с повышением её скорости увеличивается, и величина его максимума при начальных скоростях транспортируемого газа составляет: 20 м/с – 4,2 МПа; 50 м/с – 26,0 МПа.

При поступлении серии жидкостных пробок из трубопровода непосредственно в компрессор или в предварительный сепаратор каждая предыдущая жидкостная пробка движется с ускорением, и за счёт образующегося за ней разрежения последующая жидкостная пробка также увеличивает свою скорость. Естественно, что при поступлении жидкости в компрессор традиционного типа она приведёт его к разрушению. Такие воздействия от динамических сил жидкости на корпуса сепараторов приводят к их ускоренному износу и авариям.

Полная подготовка газа к транспорту включает технологии его очистки от углеводородов, паров воды и кислых компонентов. Очистку газа от кислых компонентов обычно производят на установках большой производительности, например, на Астраханском и Оренбургском ГПЗ, на крупных нефтяных месторождениях типа Тенгиз и Жанажол. На таких установках газ компримируют до необходимых давлений, и поэтому он не рассматривается как низконапорный по технологии. Далее рассматриваются только низконапорные нефтяные газы, подготавливаемые непосредственно в местах добычи.

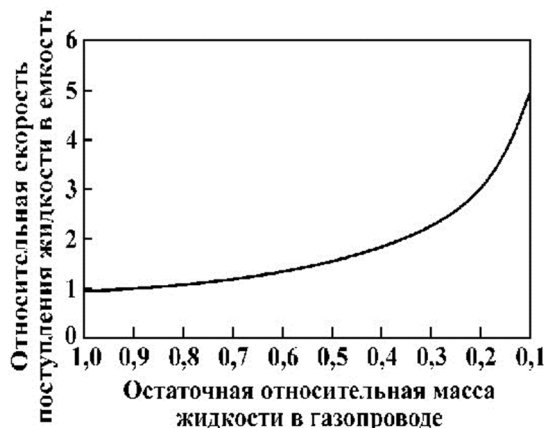


Рисунок 2 – Изменение скорости жидкости при её поступлении в оборудование

Осложнения при подготовке нефтяного газа

Осложнения, связанные с низким и различным давлением количеством газа, а также с повышенным содержанием легкоконденсирующихся углеводородных компонентов

Отделение углеводородов (и попутно воды) обычно производится методом конденсации. При этом подбирают соответствующее давление и температуру (рис. 3).

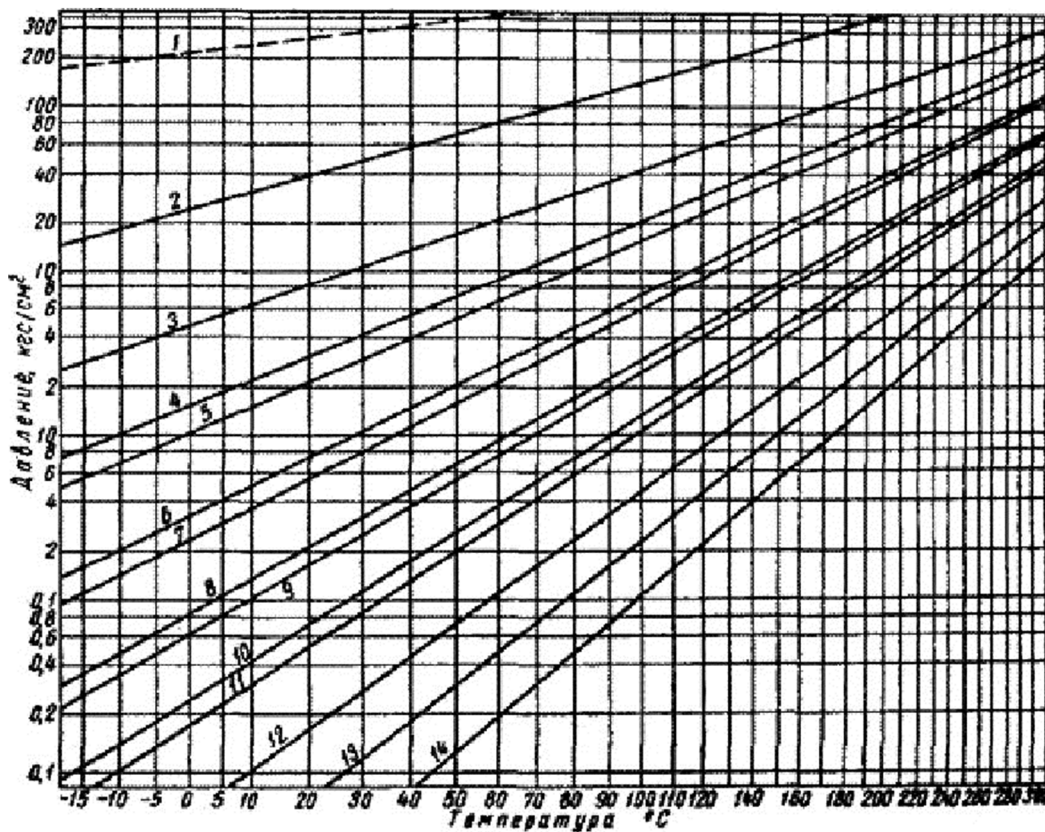


Рисунок 3 – Упругость паров углеводородов метанового ряда:

1 – метан; 2 – этан; 3 – пропан; 4 – изобутан; 5 – бутан; 6 – изопентан; 7 – пентан; 8 – изогексан; 9 – гексан; 10 – изогептан; 11 – гептан; 12 – октан; 13 – нонан; 14 – декан

Рассмотрим, для чего низконапорный газ сжимают и охлаждают. Осложнения, связанные с компримированием газа, описаны выше. Холод обычно получают:

- дросселированием;
- с помощью детандерных агрегатов;
- в холодильных машинах.

Первые два способа не приемлемы для промыслов из-за низкого начального давления. Холодильные машины традиционных типов экономически нецелесообразно применять на промыслах, где добываются небольшие количества нефтяного газа.



Имелся опыт абсорбционной осушки нефтяного газа установками немецкой фирмы «Газелан». Осушка газа производится в горизонтальных прямоточных абсорберах. На месторождениях России (Тюменская область, Башкортостан, Дагестан и т.д.) производительность таких установок небольшая и составляет от 0,5 до 2,5 млн м³/сут.

Вообще в Российской Федерации сложилась следующая система использования нефтяного газа. Нефтяной газ (в основном первой и второй ступеней сепарации нефти), собираемый на промысле, направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Выработанная на ГПЗ широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ) по продуктопроводу (или по железной дороге) направляется потребителю. Далее с ГПЗ сухой отбензиненный газ (СОГ) поступает в газопровод и подаётся на газотурбинную электростанцию (ГРЭС). Электрическая энергия используется на технологические и бытовые нужды промыслов, ГПЗ и подаётся в линии электропередачи (ЛЭП).

Достоинствами данной системы использования ресурсов ПНГ (централизованная выработка электроэнергии) являются:

- высокий коэффициент эффективности использования установленной мощности (более 94 %);
- высокая эффективность выработки электрической энергии (на уровне лучших электростанций отрасли);
- относительно низкая себестоимость выработки электроэнергии.

В то же время данная система использования ресурсов ПНГ имеет и ряд недостатков:

- содержит большие и сложные технологические объекты (газопроводные сети, компрессорные станции, ГПЗ, продуктопровод, электростанцию, магистральные и промысловые линии электропередач, промысловые электроустановки) и «растягивается» на сотни километров;
- требует весьма крупных капитальных вложений;
- на строительство системы затрачивается от 8 до 14 лет;
- низкий общий КПД системы из-за большого количества включённых в неё технологических элементов. Поскольку общий (или интегральный) энергетический КПД системы, состоящей из последовательно соединённых технологических объектов, равен произведению энергетических КПД каждого объекта, то при расстоянии от ГПЗ до ГРЭС и от ГРЭС до промыслов 500 км он составит всего 14,5 %.

К тому же при формировании традиционной системы (не менее чем 10 лет) нефтяной газ низкого давления, получаемый на концевых ступенях сепарации нефти, практически не используется, вследствие чего половина его запасов сжигается в факелах. Уровень сжигаемого в факелах и выбрасываемого в атмосферу ПНГ в настоящее время составляет 23–27 % от ресурса добываемого газа.

Осложнения, связанные с повышенной концентрации солей

Помимо тех осложнений, связанных с солями и описанных выше, имеются и осложнения в работе современных систем абсорбционной осушки углеводородных газов. Со временем происходит накопление солей в абсорбентах. Наличие солей в абсорбентах приводит:

- к образованию в смеси с углеводородами стойких эмульсий и пены, что увеличивает потери абсорбентов в результате их вторичного уноса из массообменных и сепарационных аппаратов установок осушки газа;
- к частичной или полной потере сорбционных свойств;
- к повышению их коррозионной активности и ускоренному коррозионному износу поверхностей испарителей регенерационной колонны;
- к осаждению солей на трубах теплообменников и испарителей, что приводит к снижению эффективности или авариям последних;
- к термическому разложению высокомолекулярных соединений абсорбентов, возникающему вследствие местных перегревов на поверхностях теплообменных аппаратов и испарителей.

В связи с негативным действием солей необходимо их удалять из абсорбентов. Удаление солей из абсорбентов является сложной инженерной задачей, для решения которой необходимы дополнительные капитальные и эксплуатационные расходы.

Литература:

1. Запорожец Е.П. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов / Е.П. Запорожец и др. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
2. Зиберт Г.К. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование / Г.К. Зиберт, Е.П. Запорожец, И.М. Валиуллин. – М. : Недра, 2008. – 734 с.
3. Зиберт Г.К. Технологии и техника сбора нефтяного газа / Г.К. Зиберт и др. – М. : Недра, 2013. – 404 с.
4. Бугрий О.Е. Добыча низконапорного газа на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 1(53). – С. 48–55.



5. Козинцев А.Н. Низконапорный газ. Проблемы и перспективы его использования / А.Н. Козинцев, А.В. Величкин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 1(53). – С. 10–12.
6. Огай В.А. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа // Материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и учёных «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (28 апреля 2015 года, г. Тюмень). – Тюмень : Издательство: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – С. 222–228.
7. Саранча А.В. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа / А.В. Саранча и др. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1. – С. 211–218.
8. Савенок О.В. Перспективы рационального использования попутного нефтяного газа в России // Газовая промышленность. Спецвыпуск журнала «Газовая промышленность»: Вузовская наука – нефтегазовой отрасли. – 2013. – № 692. – С. 91–95.
9. Савенок О.В. Методы и технологии переработки и эффективного использования попутного нефтяного газа / О.В. Савенок, Д.Д. Шарыпова // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 10. – С. 64–71.
10. Шестерикова Р.Е. Энергетический анализ влияния очистки газа от диоксида углерода на его транспортировку по магистральным газопроводам / Р.Е. Шестерикова, А.А. Шестерикова, И.А. Галанин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 4. – С. 74–77.
11. Шестерикова Р.Е. Новые направления использования низконапорного газа на поздней стадии разработки месторождений / Р.Е. Шестерикова, А.А. Шестерикова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 94–100.
12. Концепция вовлечения низконапорного природного газа в топливный баланс России. – URL : http://www.fimip.ru/shared/projects/1715/PRJ001715_1.pdf

References:

1. Zaporozhets E.P. Regular processes and equipment in technologies of oil and natural gas gathering, preparation and processing / E.P. Zaporozhets et al. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 620 p.
2. Siebert G.K. Preparation and processing of hydrocarbon gases and condensate. Technologies and equipment / G.K. Siebert, E.P. Zaporozhets, I.M. Valiullin. – M. : Nedra, 2008. – 734 p.
3. Siebert G.K. Technologies and technique of the oil gas gathering / G.K. Siebert et al. – M. : Nedra, 2013. – 404 p.
4. Bugrii O.E. Low-pressure gas production at the Nadym-Pur-Taz fields // Science and technology in gas production. – 2013. – № 1(53). – P. 48–55.
5. Kozintsev A.N. Low pressure gas. Problems and prospects of its use (in Russian) / A.N. Kozintsev, A.V. Velichkin // Science and technology in gas industry. – 2013. – № 1(53). – P. 10–12.
6. Ogai V.A. Technology of low-pressure Cenomanian gas production // Proceedings of the V Regional Scientific and Practical Conference of trainees, postgraduates and scientists «Experience, current problems and prospects of the oil and gas complex» (April 28, 2015, Tyumen). – Tyumen : Publishing house: Tyumen State Oil and Gas University, 2015. – P. 222–228.
7. Locust A.V. Technologies of low pressure Cenomanian gas production / A.V. Locust et al. // Modern problems of science and education. – 2015. – № 1-1. – P. 211–218.
8. Savenok O.V. Prospects of the associated petroleum gas rational use in Russia // Gas industry. Special issue of the journal «Gas Industry»: Higher education science – oil and gas industry. – 2013. – № 692. – P. 91–95.
9. Savenok O.V. Methods and technologies of the associated petroleum gas processing and effective utilization / O.V. Savenok, D.D. Sharypova // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 10. – P. 64–71.
10. Shesterikova R.E. Energy analysis of an influence of the gas cleaning from the carbon dioxide on its transportation on the main gas pipelines / R.E. Shesterikova, A.A. Shesterikova, I.A. Galanin // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 4. – P. 74–77.
11. Shesterikova R.E. New directions of the low pressure gas use at the late field development stage / R.E. Shesterikova, A.A. Shesterikova // Izvestia of higher educational institutions. Oil and gas. – 2017. – № 3. – P. 94–100.
12. The concept of involving low pressure natural gas in the fuel balance of Russia Electronic resource. – URL : http://www.fimip.ru/shared/projects/1715/PRJ001715_1.pdf