

В.И.Алиев, Р.С.Гурбанов

**ПОЛНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ И
ДИНАМИЧЕСКИ НЕРАВНОВЕСНОЕ
СОСТОЯНИЕ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ**

НАУЧНЫЙ ТРУД

**Баку
АГНА
2012**

УДК 621.68
ББК 33.36-6
А95

Алиев В.И., Гурбанов Р.С.

А95 Полное энергетическое и динамически неравновесное состояние реальных газов. – Б.: Издательство Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия, 2012. –52с.

ISBN 978-5-9973-1482-9

В работе изложены основные существующие практически сведения о широком изменении диапазона технологических параметров многофункциональной системы «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» природного или попутного нефтяного газа, приводящегося к частому изменению его физико-химического состояния. По фактам многолетнего изучения крайне сложного технологического процесса «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» газа, в работе предлагается новое уравнение состояния природного или попутного нефтяного газа. В новом уравнении учитывается естественное изменение в динамически неравновесном условии физико-химического состояния движущегося по указанной системе природного или попутного нефтяного газа и дополняются ранее известные два научных направления: раздел основных законов термодинамики в области термодинамических свойств вещества и молекулярно-кинетической теории реальных газов. Материал, представленный в данной книге, позволит студентам и аспирантам получить необходимую теоретическую и частично практическую подготовку для работы в области нефтегазодобычи и транспортировки газа от промысла к потребителю.

УДК 621.68
ББК 33.36-6

Отпечатано с готового оригинал-макета.
Az1010, г.Баку, просп.Азадлыг, 20

ISBN 978-5-9973-1482-9

© Алиев В.И., Гурбанов Р.С., 2012

© Издательство Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия, (АГНА), 2012

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефть и природный газ, данный Богом Азербайджанскому народу, является огромным даром и мы должны воспользоваться этим успешно и блестяще. Однако рано или поздно природные ресурсы кончатся, только знание, ум и научный уровень на долгие годы позволяет обеспечить динамичное развитие государства. Если внимательно изучить практику высокоразвитых государств, можно увидеть, что не нефть и не газ играют высокую роль в развитии этих государств, а наука, научно-технический прогресс и новое технологическое решение.

**ИЛЬХАМ АЛИЕВ
ПРЕЗИДЕНТ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ
РЕСПУБЛИКИ**

Наиболее широко распространенным в мировой практике энергоносителем является природный газ, добываемый из газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений. Естественные выходы нефти и газа в Баку были известны более тысячи лет назад. За последние 50 лет газ стал незаменимым и единственным высококалорийным энергоносителем во всех государствах мира. В районах богатых нефтью, обычно имеются и значительные запасы конденсата, природного и попутного нефтяного газа. К таким регионам относятся США, Россия, Иран, большинство Арабских стран, Азербайджан, Казахстан, Узбекистан, Туркмения, а также европейские страны, прилегающие к Северному морю.

Бесперебойный технологический процесс по системе «добычи, сбора, подготовки и транспортировки продукции (нефти + газа)», в т.ч. отдельно в динамически неравновесных условиях «добычи, сбора, подготовки и транспортировки газа» за счет внутренней энергии, вызывает естественное изменение в широком диапазоне основных технологических параметров, способствующих частому изменению физико-химического состояния газа. Тепло-физико-химическое свойство составляет основу агрегатного состояния

природного или попутного нефтяного газа, непрерывно находящегося в турбулентном движении в пути следования от пласта до потребителя, в котором за счет внутренней энергии происходит постоянное изменение межмолекулярного взаимодействия.

Отсюда можно сделать вывод, что природный или попутный нефтяной газ под собственной естественной внутренней энергией, переданной пластом при такой термодинамической системе часто изменяет физическое и химическое состояния. Учитывая грандиозные перспективы развития газовой отрасли и связанных с ней теплоэнергетики и термодинамики, изучающих превращения различных видов энергии друг в друга и молекулярно-кинетическая теория газов, ставят перед собой обширные задачи по исследованию тепло-физико-химического свойства природного или попутного нефтяного газа. На самом же деле в промышленной практике система «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» природного или попутного нефтяного газа по своему технологическому процессу и по существу данные этапы являются промежуточными и взаимосвязанными между собой тепло-физическими, физико-химическими и молекулярно-кинетическими параметрами. Поэтому каждое отдельное из таких явлений происходящих с природным или попутным нефтяными газами в процессе «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» к потребителю можно расположить в непрерывный ряд от чисто молекулярно физико-химического к чисто физико-химическим и молекулярно-кинетическим. В практике физико-химическое состояние природного или попутного нефтяного газа определяется некоторыми основными величинами, характеризующими данное состояние, которое в молекулярно-кинетической теории газов называют технологическими параметрами состояния. В то же время параметрами физико-химического состояния природного или попутного нефтяного газа может быть целый ряд величин: давление, температура, объем, плотность и скорость движения, которые связаны между собой. Для более глубокого изучения термодинамических и газодинамических процессов изменения состояния

природного или попутного нефтяного газа, определяют внутреннюю энергию, энтальпию, энтропию, концентрацию, изохорно-изотермный потенциал и др.

Решения крайне важной актуальной проблемы, как преобразование физико-химической энергии природного или попутного нефтяного газового топлива в другую энергию, требует глубокого изучения уравнений состояния, выведенных для реальных газов в равновесном состоянии многими авторами.

В этом направлении попытки многих ученых скорректировать классическое уравнение Клапейрона-Менделеева, учитывающее такие параметры газа, как давление, температуру, удельный объем (P, V, T) для реальных газов в равновесном состоянии, привели к другим уравнениям состояния. Однако применения этих же уравнений в промышленных условиях для системы «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» природного или попутного нефтяного газа, как и уравнения Клапейрона-Менделеева, тоже дают значительные ошибки. Таким образом, число аналогичных и многочисленных уравнений состояния реальных газов, выведенных многими учеными по результатам лабораторных исследований с аммиаком, азотом, кислородом, углекислым газом и т.д. приводит к сложным формулам. Применения этих формул для определения состояния природного или попутного нефтяного газа в промышленных условиях практически невозможно.

Система «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» природного или попутного нефтяного из газовых, газоконденсатных или нефтегазовых месторождения, является крайне сложным. При таком термодинамическом процессе, движение газа происходит постоянно в динамически неравновесном состоянии, т.е. в неустановившемся турбулентном режиме с часто изменяющимися основными его физико-химическими технологическими параметрами, давления, температуры, объема, скорости и плотности.

Можно сказать, что уравнения состояния природных или попутных нефтяных газов в системе «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» состоит из пяти основных физико-химических технологических

параметров (P, V, T, ρ, w), которые являются независимыми частными производными и должны быть выражены, как функция этих параметров.

Наконец, следует учесть частое изменения теплофизического и физико-химического состояния движущегося в турбулентном режиме природного или попутного нефтяного газа в условиях динамически неравновесного состояния. При выводе нового уравнения состояния реальных газов следует обобщить в одном уравнении все пять основных параметра. Именно такой актуальной задаче посвящена данная работа.

Для этого, вопросы связанные с плотностями и скоростями движущегося в динамически неравновесном состоянии природного или попутного нефтяного газа и вывод нового уравнения состояния реальных газов в данной работе излагается более обстоятельно, чем предыдущими авторами.

Авторы стремились достигнуть возможно большей практичности и доступности в этой работе с использованием результатов практически замеренных показателей, и в освещении вопроса искали наиболее простые средства.

Для того, чтобы сделать работу доступной инженерам, работающим по эксплуатации скважин по добыче нефти (конденсата) и газа, научным работникам, аспирантам и студентам, не изучавшим процессы частого изменения технологических параметров и влияния их на физико-химическое состояние реальных газов, даны краткие сведения из этих работ.

ПОЛНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ И ДИНАМИЧЕСКИ НЕРАВНОВЕСНОЕ СОСТОЯНИЕ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ

Существующие уравнения состояния реальных газов справедливы только для равновесных состояний газов и не могут быть использованы для описания течения реальных неравновесных процессов, протекающих в системе «добычи, сбора, подготовки и транспортировки природного и попутного нефтяного газа» с разными технологическими параметрами, которые практически часто меняются и равновесное состояние не успевает устанавливаться.

В данной работе рассматривается вопрос о возможности использования уравнения Клапейрона-Менделеева для природных или попутных нефтяных газов с часто изменяющимися технологическими параметрами путем ввода в него дополнительно новых поправочных коэффициентов, так называемой относительной плотности и относительной скорости движения газа. Для подтверждения указанного предложения вопрос рассматривается на примере реальных природных или попутных нефтяных газов, добываемых из соответствующих нефтегазовых месторождений. С этой целью рассмотрим по добываемой характеристике классификацию, физические и физико-химические свойства добываемых природных газов в промышленных условиях, которые влияют на технологические параметры природного или попутного нефтяного газа, подразделяющиеся на три группы:

1) Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, в которых содержится сухой газ (метан CH_4) и до 3 % тяжелые углеводородные компоненты, а также компоненты, ухудшающие качество газа: углекислота, азот, сероводород, кислород и водяные пары, образовавшиеся за счет пластовой воды;

2) Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений, в которых содержится смесь сухого газа и газового конденсата (широкой фракции легких углеводородов, состоящих из нестабильного газового бензина, лигроина и керосина), а также компонентов, ухудшающих качество газа;

3) Газы, добываемые фонтанным, газлифтным и глубинно-насосным способами эксплуатации вместе с нефтью из газонефтяных месторождений представляющие собой смесь сухого газа с обильно насыщенными мелко и крупнозернистыми жидкостями тяжелых углеводородных компонентов газового бензина и пропано-бутановой фракцией.

Согласно утвержденному комплексному проекту разработки газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений с технологической схемой обустройства, на указанных выше трех месторождениях в проектах предусматривается решение следующих основных проблем:

- 1) система размещения скважин;
- 2) технологический режим работы каждого месторождения;
- 3) технологический регламент с указанием технологических параметров отбора нефти, газового конденсата и газа;
- 4) способы эксплуатации каждой скважины;
- 5) определение коэффициента нефте-конденсата-газа отдачи и методов воздействия на пласт с целью добычи запланированной продукции (нефть, конденсат, вода, газ, мехпримеси).

В мировой практике накоплен достаточно большой опыт по осуществлению разработки нефтегазовых месторождений с разными технологическими параметрами пласта и скважины. Поэтому технологический процесс добычи продукции, промысловой подготовки и разделения добываемой продукции на нефть, конденсат, газ, воду и механические примеси осуществляется по сложному комплексу, формировавшемуся на промыслах с разными технологическими оборудованиями по разработанной схеме рис.1. В промысловом первичном пункте 5 происходит разделение добываемой продукции на жидкость (нефть + вода), природный и попутный нефтяной газ высокого давления и попутный нефтяной газ низкого давления. Природный и попутный нефтяной газ высокого давления направляются для дополнительной подготовки на промысловые пункты 8, 13, 14 и транспортируется на пункт 15. В этом пункте газ, подвергаясь дополнительной глубокой подготовке через замерный узел,

где измеряются все основные технологические параметры, в т.ч. объем газа, далее транспортируется к потребителю.

Попутный нефтяной газ низкого давления после разделения на комплексном промысловом пункте 5 направляется к другим дополнительным промысловым пунктам 7, 9, 10 и подвергается технологической операции по первичной, вторичной и третичной подготовке. После 3-х ступенчатой подготовки попутный нефтяной газ низкого давления направляется к головным сооружениям пункт 11, где подвергается дополнительной глубокой подготовке и очистке, после чего направляется на приемную линию газлифтной или дожимной компрессорной станции (ГКС или ДКС) 12.

Попутный нефтяной газ низкого давления, дожимаясь на ГКС или ДКС до требуемого давления как газ высокого давления транспортируется:

- 1) к пункту 12.1 и оттуда направляется в систему газлифтной добычи;
- 2) к пункту 12.2 и оттуда направляется для закачки газа в пласт с целью поддержания пластового давления для стабилизации добычи нефти и газа;
- 3) к пункту 12.3, где производится замер всех основных технологических параметров, в т.ч. объема газа, и после этого транспортируется к потребителю.

Характерной особенностью является то, что добыча продукции, её разделение, сбор нефти, конденсата, газа и воды каждого компонента в отдельности, осуществляется в герметизированной системе, в которой технологические параметры взаимосвязаны между собой (рис.1).

Движение продукции – от пласта к забоя, от забоя по подъемным трубам к устью скважины и от устья через пункты подготовки и транспортировки происходит при различных термобарических условиях.

Проведенные за 20 лет исследования (практического замера данных с помощью соответствующих оттарированных глубинных и устьевых приборов и аппаратуры) с целью изучения изменения технологических параметров работы пласта и забоя, а также добываемой продукции, в т.ч. газа на устье скважины, и

по цепочке по сложной технологической схеме (рис.1), каждой в отдельности, и после обработки полученных данных, составлена обобщенная таблица 1.

При составлении таблицы 1 в процессе исследования практически измерялись приборами с погрешностью не более 5% следующие основные технологические параметры:

- 1) давление на пласте с помощью глубинных манометров;
- 2) давление на забое скважины с помощью глубинных манометров;
- 3) давление на устье скважины с помощью образцовых манометров;
- 4) температура продукции в пласте и на забое с помощью глубинных термометров;
- 5) температура на устье скважины, измеренная ртутными термометрами;
- 6) первичный дебит скважины с помощью технологического блока, установленного на выкидной линии скважины с применением шайбного измерителя по жидкости, в т.ч. и по газу;
- 7) отбор пробы газа, нефти, конденсата и воды с помощью глубинных пробоотборников для определения их физико-химических свойств в зависимости от изменения давления, температуры и плотности потока от пласта к забою.

Одним из основных составляющих технологических параметров природного или попутного нефтяного газа является параметр скорости потока, который характерен тем, что из пласта на забой и от забоя до устья скважины и далее по всем пунктам (рис.1) изменяется в зависимости от давления, температуры, объема и плотности.

При высоком давлении на пласте и в забое, скорость движения продукции из пласта в забой становится неизменной, а дебит скважины соответствует установленному в регламенте значению, а по мере снижения технологических параметров пласта и забоя происходит снижения дебита скважины и естественного изменения всех технологических параметров, в т.ч. скорости движения продукции.

Последнее подтверждается не только в процессе исследований скважин глубинным дебитомером, термометром и манометром, а также замером техно-

логических параметров добываемой продукции с соответствующими приборами, в том числе и газа, начиная с устья скважины далее по всем пунктам технологической схемы (рис.1), а именно:

- в пункте 5 первичный замер жидкости и газа каждый в отдельности;
- в пунктах 7, 9, 10, 11 попутный нефтяной газ низкого давления;
- в пунктах 8, 13, 14 природный и попутный нефтяной газ высокого давления;
- в пунктах 12.1, 12.2, 12.3 и 15 окончательный замер объема природного газа высокого давления, а также дожатого на ГКС или ДКС попутного нефтяного газа высокого давления, и другие технологические параметры (P, T) ;
- отбор пробы из всех пунктов для определения физико-химических свойств (плотность, молекулярная масса, компонентный состав) в аттестованной лаборатории для обеих категорий газа по давлению.

При изучении данных в табл.1 становится ясно, что течение природного или попутного нефтяного газа практически сопровождается потерями давления, объема, температуры, изменениями плотности и скорости движения газа, которые естественно формируются на участке «пласт-забой» и передаются по всей системе (рис.1), и они взаимосвязаны.

В результате изменения объема добываемого природного или попутного нефтяного газа, меняются в целом остальные технологические параметры, следовательно и внутренняя энергия.

Как показывают практические замеры, изменение температуры газа в промышленном газопроводе происходит быстро, так как теплоизоляция в промышленных условиях отсутствует, температура газа падает и равняется температуре окружающей среды, в результате чего происходит снижение давления газа, а скорость газа возрастает [1].

Следовательно, поведение природного или попутного нефтяного газа должно описываться уравнением, которое связывает параметры: давление, объем, температуру, плотность и скорость движения. На практике изменение

одного из этих параметров приводит к изменению всех остальных. Поэтому скорость движения газа от пласта до поставки потребителю является средством перемещения потока газа в газопроводе или в сооружении, относительно скорости движения звука в газе, вызванного за счет внутренних термодинамических свойств. Более того, промысловая практика показывает, что поток газа при движении по промысловым газопроводам и газоподготовительным сооружениям подвергается расширению, что сопровождается снижением температуры и давления, увеличением скорости и изменением плотности.

Надо признаться, что в известных работах уравнения состояния реального газа, которыми мы оперируем и применяем, дают точные результаты лишь в случае, довольно далеком от практики, – при отсутствии практически замеренных технологических параметров, как при разработке газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, так и при эксплуатации скважин. Поэтому, располагая практически замеренными технологическими параметрами природного или попутного нефтяного газа давления, температуры, объема и плотности определенной в лаборатории (а в случае отсутствия возможности измерения) или расчетным путем. Скорость движения потока газа, играет важную роль и в корне меняет всю картину энергетического состояния газа. Кроме того отметим, что движение жидкости и газа из пласта в забой скважины происходит через многочисленные узкие трещинные и пористые среды, создающие слой «жидкость-газ». При высоком давлении и температуре пласта (табл.1) слои «жидкость-газ» скользят друг по другу, а за счет перепада давления на участке «пласт-забой» увеличивается скорость течения продукции (жидкость + газ), происходящая в турбулентном режиме. Поэтому динамическое давление, образовавшееся на участке «пласт-забой» далее «забой-устья скважины – выкидные линии – многочисленные пункты подготовки и транспортировки жидкости и газа», способствует образованию в пунктах (рис.1) изменяющихся технологических параметров, в т.ч. плотности и скорости движения потока. Изменение скорости происходит естественно на всем пути следования газа за счет изменения давления, температуры, объема и

плотности, которые являются основными параметрами его состояния. Технологический процесс течения природного или попутного нефтяного газа в промысловых газопроводах и сооружениях сопровождается изменением технологических параметров, в которых давление газа уменьшается значительно интенсивнее, чем температура, а скорость движения и плотность меняются скачками. Далее, когда жидкость и газ переходят из забоя в подъемные трубы скважины, происходит перепад давления, при этом сжатие газа уменьшается и образуется процесс расширения, в результате которого скорость подъема потока жидкости и газа увеличивается. Поэтому особое значение имеет уточнение влияния, кроме P , V , T , плотности и скорости движения газа на уравнение состояния реального газа Клапейрона-Менделеева для применения в системах «добычи, сбора, подготовки и транспортировки» динамически неравновесного движущегося потока природного или попутного нефтяного газа. Причем практика показывает, что плотность и скорость движения газа являются одними из основных составляющих параметров состояния реального газа.

В термобарические условия для того, чтобы однозначно определить состояние природного или попутного нефтяного газа в системе «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» вводим, так называемые технологические параметры состояния, включающие давление, температуру, объем, относительную скорости и относительную плотность газа. Природные и попутные нефтяные газы представляют собой химическую смесь отдельных газов (компонентов) химически инертных между собой. Поэтому определение их физико-химического состояния является важнейшим критерием реального состояния газа. С этой целью авторами производился отбор пробы газа с устья (пункт 4, рис.1) из 6-ти скважин 3-х газоконденсатных месторождений и из 6-ти скважин газонефтяных месторождений и далее из каждого пункта, включая пункты передачи газа потребителю 12.1, 12.2, 12.3 и 15 (рис.1). Как правило, на промыслах, в большинстве случаев, после разделения на пункте 5 (рис.1)

добываемой продукции на жидкость и газ, образуется газ в 3-х категориях по давлению:

- 1) природный или попутный нефтяной газ высокого давления;
- 2) природный или попутный нефтяной газ среднего давления;
- 3) попутный нефтяной газ низкого давления.

В результате полученных данных по физическому и химическому состоянию природного или попутного нефтяного газа для 3-х категорий по давлению, их обработки и обобщения в единую систему, была составлена сводная таблица 2. Характерной особенностью для газоконденсатных месторождений является то, что при эксплуатации скважин в условиях естественного понижения давления и температуры на пласте и на участке «забой-устье» скважины происходит изменение скорости движения и плотности, как газоконденсатной жидкости, так и свободного природного газа, в результате чего в подъемных трубах скважины образуется ретроградное явление. Поэтому на этом участке происходит выделение из газа высококипящих углеводородов, образующих тяжелый конденсат (нефть), газовый конденсат и сухой свободный природный газ, приводящее систему к дополнительному изменению технологических параметров и образованию газа среднего давления. Физическое состояние природного или попутного нефтяного газа определялось для 3-х категорий: высокого, среднего и низкого давления соответствующими приборами, а химическое состояние и плотности смеси газа определялись путем отбора пробы газа для анализа в аттестованной лаборатории. Поэтому транспортировка к потребителю попутного нефтяного газа низкого давления, а при необходимости природного или попутного нефтяного газа среднего давления, осуществлялась с помощью ГКС или ДКС, узлы замера давления, температуры, объема газа и отбора проб для определения плотности устанавливались на пунктах 12.1, 12.2, 12.3 (рис.1), а на газопроводах для природного или попутного нефтяного газа высокого давления на пункте 15 (рис.1).

По результатам практического замера один раз в месяц в течении одного

года данные обрабатывались, и на основании этого была составлена сводная таблица 3, в которой приведены основные технологические параметры для трех категорий газа по давлению. Результаты показывают, что энергетическое и динамически неравновесное состояние природного и попутного нефтяного газа высокого, среднего и низкого давления меняются. В этих условиях для определения другого параметра состояния, скорости движения газа (w_{Γ}) начиная на подъемных трубах скважины, а также на всех участках по рис.1, можно применять более доступную формулу, принимая при этом давление, объем газа и температуры для текущего участка (для примера см.табл.1,2 и 3), в следующем виде:

$$w_{\Gamma} = \frac{Z \cdot Q_o \cdot T \cdot P_o}{P \cdot F \cdot T_o}, \text{ м/сек,} \quad (1)$$

где Q_o – объемный расход природного или попутного нефтяного газа в стандартных условиях (20°C и 1,033 кг/см²), м³/сутки; T – текущая температура газа, К; T_o – атмосферная температура в нормальных условиях, К; P – текущее давление газа, кг/см²; F – сечение трубы, по которой движется газ, значение которого определяется с учетом диаметра трубы для соответствующего участка, м²; P_o – атмосферное давление (берется обычно равным 1,033 кг/см²); Z – коэффициент сжимаемости.

На промыслах или в газотранспортирующих организациях, при наличии приборов и аппаратуры, скорость течения потока газа (w_{Γ}) определяется практически. В случае отсутствия соответствующей аппаратуры для измерения скорости движения потока газа (w_{Γ}), она определяется расчетным путем по формуле (1) с учетом данных по табл.1, 2 и 3.

Из-за перепада давления между пластом, забоем и устьем скважины, как показывают замеры (табл.1), в подъемных трубах скорость подъема жидкости и газа проходит в не установившемся режиме, в результате чего скорость течения часто меняется из-за постоянного изменения технологических параметров:

давления, температуры, объема и плотности добываемой продукции, в т.ч. газа. Для подтверждения этого только в условиях «пласт-забой» расчет средней скорости движения газа и жидкости авторы предлагают производить по формуле [2]:

$$w = \frac{Q}{F}, \quad (2)$$

где Q – объемный расход добываемого газа на устье скважины; F – площадь поперечного сечения образца породы. Многие авторы Э.Б.Чекалюк, И.А.Чарный, Е.М.Минский, Г.А.Зотов, Ю.П.Коротаев и др. занимались вопросом определения скорости движения газа и жидкости из пласта в забой, используя формулу (2), установили, что скорость постоянно меняется, так как меняются основные технологические параметры пласта и в забое скважины. Из этого следует, что скорость движения газа по всем дистанциям рис.1 имеет разные значения и является одним из основных технологических параметров состояния газа, и это необходимо учитывать при составлении уравнения полного энергетического и динамически неравновесного состояния природного или попутного нефтяного газа. Элементарный анализ работы системы по рис.1 показывает, что для сравнения масс природного и попутного нефтяного газа необходимо пользоваться понятием плотности (ρ), так как плотность определяет не только состояния газа, но и без этого параметра невозможно определить объем поставляемого газа к потребителю в процессе взаиморасчетов.

Следовательно, практически определенные основные технологические параметры природного или попутного нефтяного газа для обеих категорий по давлению показывают, что изменение давления, объема и температуры приводит к изменению плотности (табл.3), следовательно, и скорости течения потока газа.

Поэтому внимательное изучение таблицы 1, 2 и 3 позволяет сделать окончательный вывод о том, что имеется неразрывная связь между технологи-

ческими параметрами, такими как давление, объем, температура, плотность и скорость, характеризующими полное энергетическое и динамически неравновесное состояние газа.

Отсюда вытекает, что практически определенные технологические параметры позволяют сделать умозрительные качественные заключения о том, что скорость движения природного или попутного нефтяного газа, как высокого, так и низкого давления, в пути следования от пласта до пунктов поставки к потребителю (рис.1) часто меняется и имеет разные значения, которые можно принять примерно равными $2/3$ части общей скорости движения потока газа по всему комплексу.

Утвержденные предположения можно обосновать следующим образом:

- 1) приборными замерами скоростей газового потока по отдельным участкам технологической схемы (в начале $w_{Г_1}$ и в конце $w_{Г_2}$) можно определить среднюю скорость движения газового потока в промышленном газопроводе среднеарифметическим методом:

$$w_{Г_{cp}} = \frac{w_{Г_1} + w_{Г_2}}{2}$$

- 2) при отсутствии приборных замеров, а также, учитывая трудности такой работы в промышленных условиях, определение средней скорости газового потока проводится теоретическим методом, с использованием практически замеренными технологическими параметрами газа в системе «устья скважины поставка потребителю» в следующей последовательности:

По технологической схеме (рис.1), содержащей многочисленные арматуры, задвижки, колени, сепараторы и другое промежуточное оборудование с разными геометрическими размерами, а также нисходящими и восходящими участками промышленного газопровода, приводит к дополнительному естественному изменению технологических параметров, в т.ч. и скорости газового потока по длине промышленного газопровода.

В таком технологическом процессе теоретическое определение средней скорости газового потока по длине газопровода имеет важное значение, и поэтому основу расчета положена приведенная ниже известная формула

$$Q = 36,9d^{8/3} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{ZL}}, \quad (3)$$

где L и d – длина и диаметр газопровода, и подъемника скважины соответственно; P_1, P_2 – давления в начале и конце газопровода, соответственно; Q – объемный расход газа.

Преобразуем формулу (3) с учетом формулы (2) и в результате получим

$$w_{\Gamma}^2 = \left(\frac{36,9d^{8/3}}{F\sqrt{ZL}} \right) (P_1^2 - P_2^2), \quad (4)$$

где F – поперечное сечение газопровода; w_{Γ} – средняя скорость газового потока; Z – коэффициент сжимаемости газа.

Из формулы (4) следует, что движение газового потока необходимо охарактеризовать квадратами средних скоростей от общей скорости потока газа (w_{Γ}^2) равными $w_{\Gamma_1}^2$ и $w_{\Gamma_2}^2$ соответственно в начале промыслового газопровода (рис.2).

Для примера на схеме рис.2 показан один из участков подготовки газа промыслового газопровода с указанием направления движения газа (н.д.г.) из точки А в точку С, соответствующие скорости в начальном участке А – w_{Γ_1} и в конечном участке точке С – w_{Γ_2} , при этом давление обратно пропорционально скорости газа по общеизвестной формулировке.

Предположим, что в начале и в конце газопровода квадраты средних скоростей равны $w_{\Gamma_1}^2$ и $w_{\Gamma_2}^2$, соответственно.

Примем, что квадраты средних скоростей газового потока, как и квадраты давлений, по длине газопровода изменяются по линейному закону [3]:

$$w_x^2 = w_{\Gamma_1}^2 - (w_{\Gamma_1}^2 - w_{\Gamma_2}^2) \cdot \bar{x} \quad (5)$$

Из (5) находим

$$w_x = \sqrt{w_{\Gamma_1}^2 - (w_{\Gamma_1}^2 - w_{\Gamma_2}^2) \cdot \bar{x}} \quad (6)$$

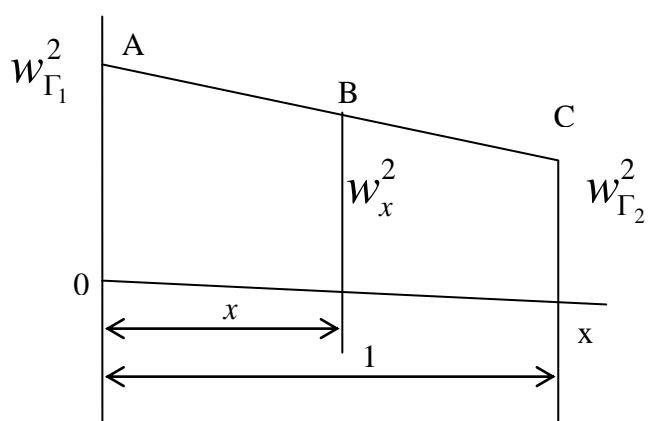
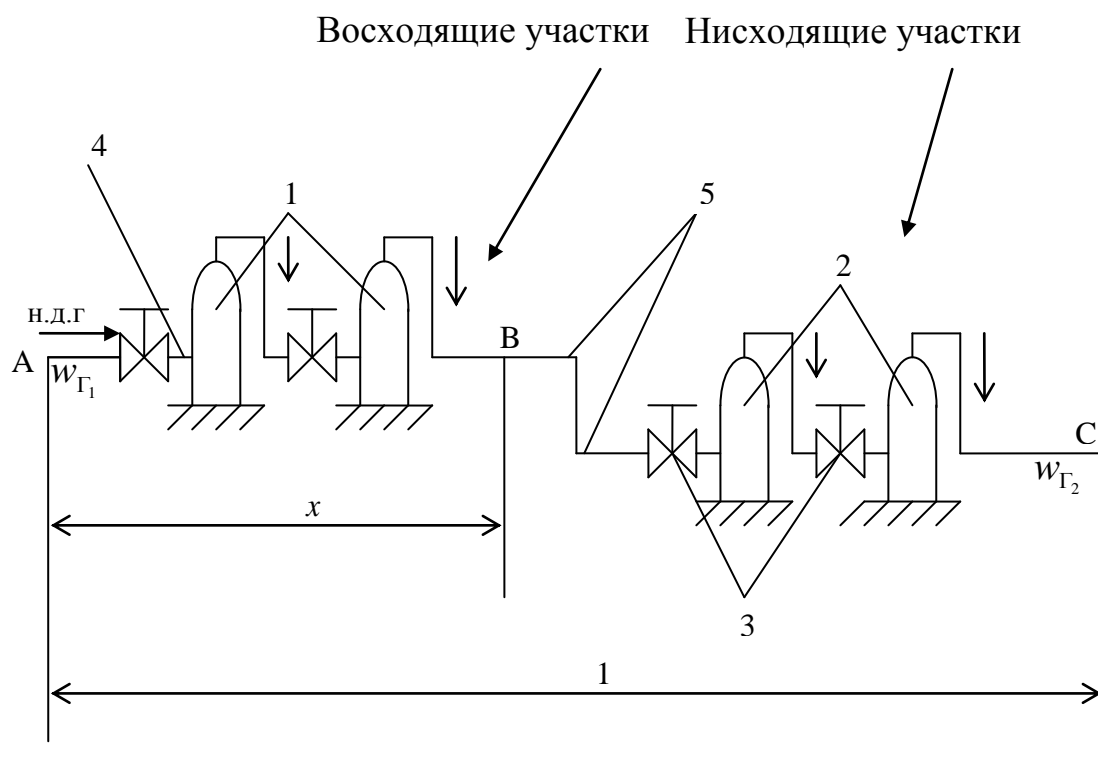


Рис.2. Схема одного из участков подготовки промышленного газопровода.

Координаты по оси О-Х безразмерная величина, $0 \leq \bar{x} = x/L \leq 1$

н.д.г – направление движения газа; 1 – первичный пункт подготовки газа; 2 – вторичный пункт подготовки газа; 3 – задвижки; 4 – промышленный газопровод; 5 – колены

Теперь определим среднюю скорость газового потока в газопроводе следующим интегралом

$$w_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L \sqrt{w_{\Gamma_1}^2 - (w_{\Gamma_1}^2 - w_{\Gamma_2}^2) \bar{x}} dx = \frac{1}{L} \int_0^L \sqrt{w_{\Gamma_1}^2 - (w_{\Gamma_1}^2 - w_{\Gamma_2}^2) \bar{x}} d(L\bar{x}) \quad (7)$$

при $x=L$ $\bar{x} = \frac{x}{L} = \frac{L}{L} = 1$, тогда

$$w_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^1 \sqrt{w_{\Gamma_1}^2 - (w_{\Gamma_1}^2 - w_{\Gamma_2}^2) \bar{x}} L d\bar{x} \quad (8)$$

или
$$w_{cp} = \int_0^1 \sqrt{w_{\Gamma_1}^2 - (w_{\Gamma_1}^2 - w_{\Gamma_2}^2) \bar{x}} d\bar{x} \quad (9)$$

Для упрощения вкладки вводим параметр α равный отношению $w_{\Gamma_2}/w_{\Gamma_1}$, который назовем коэффициентом средней скорости.

Тогда из уравнения (9) получим

$$w_{cp} = \int_0^1 w_{\Gamma_1} \sqrt{1 - \left(\frac{w_{\Gamma_1}^2}{w_{\Gamma_1}^2} - \frac{w_{\Gamma_2}^2}{w_{\Gamma_1}^2} \right) \bar{x}} d\bar{x} \quad (10)$$

с учетом коэффициента средней скорости α , из формулы (10) имеем

$$w_{cp} = \int_0^1 w_{\Gamma_1} \sqrt{1 - (1 - \alpha^2) \bar{x}} d\bar{x} \quad (11)$$

Из правой части уравнения (11) теперь следует

$$w_{cp} = w_1 \int_0^1 \sqrt{1 - (1 - \alpha^2) \bar{x}} d\bar{x} \quad (12)$$

Раскрыв интеграл в уравнение (12), получим

$$\begin{aligned} \int_0^1 \sqrt{1 - (1 - \alpha^2) \bar{x}} d\bar{x} &= \int_0^1 [1 - (1 - \alpha^2) \bar{x}]^{1/2} d\bar{x} = \\ &= -\frac{1}{1 - \alpha^2} \int_0^1 [1 - (1 - \alpha^2) \bar{x}]^{1/2} dx [1 - (1 - \alpha^2) \bar{x}] = \\ &= -\frac{1}{1 - \alpha^2} \left[\frac{[1 - (1 - \alpha^2) \bar{x}]^{1 + \frac{1}{2}}}{1 + \frac{1}{2}} \right]_0^1 = -\frac{1}{1 - \alpha^2} \left[\frac{[1 - (1 - \alpha^2) \bar{x}]^{3/2}}{\frac{3}{2}} \right]_0^1 = \\ &= -\frac{1}{1 - \alpha^2} \cdot \frac{2}{3} \left[(1 - (1 - \alpha^2) \cdot 1)^{3/2} - [1 - (1 - \alpha^2) \cdot 0]^{3/2} \right] = \\ &= -\frac{1}{1 - \alpha^2} \cdot \frac{2}{3} [(\alpha^2)^{3/2} - 1] = -\frac{1}{1 - \alpha^2} \cdot \frac{2}{3} [\alpha^3 - 1] = \frac{2}{3} \frac{1 - \alpha^3}{1 - \alpha^2} \quad (13) \end{aligned}$$

Поставим уравнение (13) в уравнение (12), окончательно имеем

$$w_{cp} = \frac{2}{3} w_{\Gamma_1} \frac{1 - \alpha^3}{1 - \alpha^2} \quad (14)$$

или

$$w_{cp} = \frac{2}{3} w_{\Gamma_1} \frac{(1 - \alpha)(1 + \alpha + \alpha^2)}{(1 - \alpha)(1 + \alpha)} \quad (15)$$

Производя перегруппировку, с учетом коэффициента средней скорости, получаем уравнение (15), которое имеет вид

$$w_{cp} = \frac{2}{3} w_{\Gamma_1} \left[1 + \frac{\alpha^2}{1 + \alpha} \right] = \frac{2}{3} w_{\Gamma_1} \left[1 + \frac{w_{\Gamma_2}^2 / w_{\Gamma_1}^2}{1 + w_{\Gamma_2} / w_{\Gamma_1}} \right] \quad (16)$$

Для решения уравнения (16), используя заранее замеренные технологические показатели и зная технические размеры газопровода, с помощью формулы (1) определяем среднюю скорость газа (w_{cp}) в промышленном газопроводе. В конце газопровода, где газ поставляется потребителю, тоже замеряются практические показатели, в т.ч. объем поставляемого газа (Q), давление газа (P_2) и, зная диаметр газопровода, определяем скорость движения газа (w_{Γ_2}) с использованием формулы (2).

Получаем

$$w_{\Gamma_2} = \frac{Q}{F}, \quad (17)$$

где F – поперечное сечение промышленного газопровода. Определение скорости газа в начале газопровода (w_{Γ_1}), входящей в формулу (16), применяем в виде:

$$w_{\Gamma_1} = \frac{w_{\Gamma_2}}{\alpha} \quad (18)$$

Тогда уравнение (16) примет вид

$$w_{cp} = \frac{2}{3} w_{\Gamma_1} \left[1 + \frac{\alpha^2}{1 + \alpha} \right] = \frac{2}{3} \frac{w_{\Gamma_2}}{\alpha} \left(1 + \frac{\alpha^2}{1 + \alpha} \right) \quad (19)$$

Из этого уравнения, где w_{cp} известна, w_{Γ_2} – определена, находим α .

Зная, что α – коэффициент средней скорости, $\alpha = \frac{w_{\Gamma_2}}{w_{\Gamma_1}}$, тогда из

формулы (9) с учетом формулы (19) следует, что средняя скорость газового потока, транспортируемого к потребителю, является функцией коэффициента

доли первичной средней скорости, обозначенная как $f(\alpha) = \frac{2}{3} \left(1 + \frac{\alpha^2}{1+\alpha} \right)$, при

этом она является частью средней начальной скорости газа (w_{Γ_1}).

Изменение $f(\alpha)$ в зависимости от α приведены в таблице 4 и рис.3,а.

Таблица 4

α	0	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0
$f(\alpha)$	0,667	0,689	0,743	0,817	0,904	0,951	1,0	1,556	2,168	2,801	3,446	4,097

Таблица 5

α	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5
$f(\alpha)$	0,667	0,673	0,689	0,713	0,743	0,770

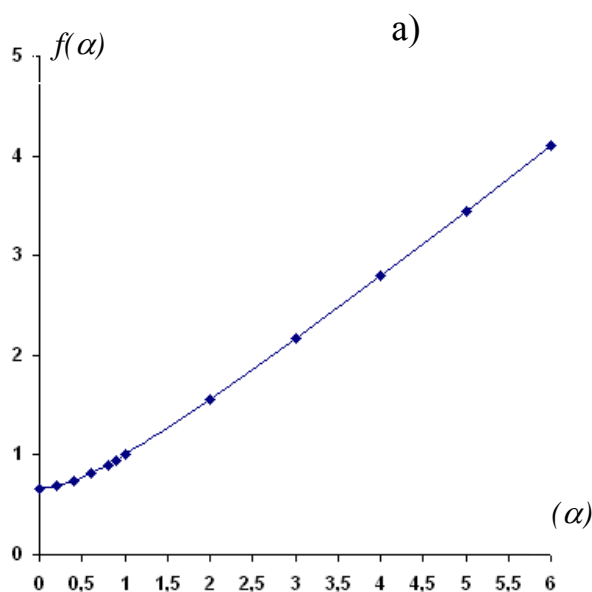


Рис.3,а. График изменения начальной и конечной средней скорости газа в одном пункте (участке) промышленного газопровода

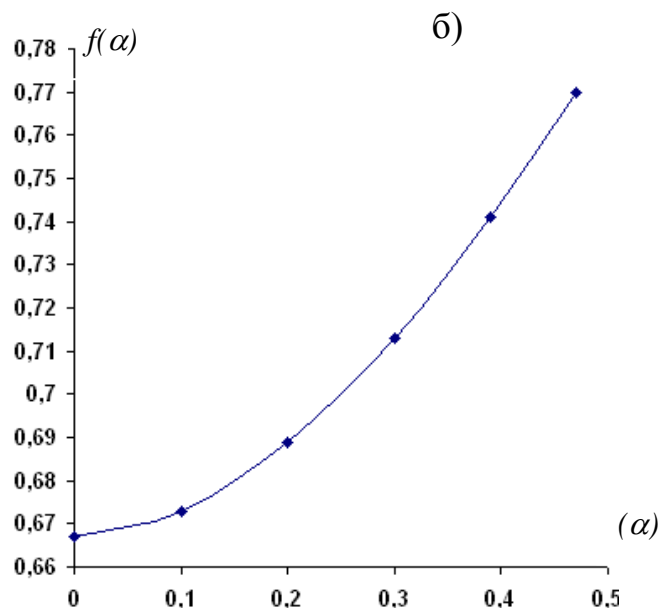


Рис.3,б. Расширенный график изменения средней скорости α в зависимости от доли первичной начальной скорости

По мере движения газа в условиях динамически неравновесного состояния, например, для одного пункта (участка) между 7-9 (рис.1), скорость движения газа из точки А до точки С, рис.2, по внутреннему сечению промышленного газопровода относительно скорости движения звука в газе меняется в начале полого, далее монотонно растет по прямой, рис.3. По параметрам это хорошо видно из табл.4, где по мере увеличения коэффициента средней скорости (α), происходит увеличение функции коэффициента доли первичной средней начальной скорости $f(\alpha)$. Поэтому согласно рис.3,а графика, изменение начальной и конечной средней скорости в одном пункте (участке) (их в системе «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» множество) то падает в начале, то увеличивается в конце газопровода. В таблице 5 дан в более расшифрованном варианте коэффициент средней скорости (α) в зависимости от доли первичной средней скорости [$f(\alpha)$] в начальной точке А до точки В промышленного газопровода (рис.2), движущегося потока газа в условиях динамически неравновесного состояния. Согласно расшифрованным данным таблицы 5, построен график изменения средней скорости движения газа по пологим наклонно направленным вертикалям прямой, рис.3,б. Из рис.3 а) и б) следует, что изменение давления, плотности и температуры газа приводит к изменениям в его объеме и скорости движения потока.

При крайне медленном движении газа по промышленному газопроводу при адиабатическом процессе, внутренняя температура газа превращается в кинетическую энергию, и она связана со средней скоростью движения потока газа, что видно на начальном этапе кривой участка (рис.3, а и б). В этом случае давление и плотность, как физический параметр, не участвуют в подводе тепла, технической работе и изменении потенциальной энергии, за исключением воздействия кинетической энергии, так как технологические параметры на короткое время становятся неизменными.

Как только максимально увеличивается движение природного или попутного нефтяного газа создаются условия для динамически неравновесного

состояния, и течение газа происходит с изменяющимися технологическими параметрами. В это время происходит расширение движущегося потока газа в промышленном газопроводе и практические замеры технологических параметров подтверждают такие изменения давления, температура, объема газа, плотности и, соответственно, скорости потока газа. При таком процессе изменение начальной скорости движения потока газа хорошо видно из графика рис.3, а) и б), после кривого участка α быстро и монотонно растет по прямой линии.

Если построить такой же график изменения средней скорости движения газа для других пунктов (участков), появляется такая же картина, то есть в начале скорость будет падать, далее увеличиваться.

Таким образом, изменение расхода газа, поставляемого к потребителю, также отрицательно влияет на технологические параметры газа, и это приводит к тому, что в условиях динамически неравновесного состояния в промышленном газопроводе скорость давления газа носит нелинейный характер.

Анализируя итоги замера технологических параметров можно сделать вывод о том, что практически природный или попутный нефтяной газ полноценно не реагируют на законы газовой динамики, так как основные технологические параметры движущегося газа от пласта до потребителя, проходя длинный путь через многочисленные пункты сбора и подготовки, часто меняются и течение проходит в турбулентном режиме. При таком технологическом процессе, особенно на поверхности после устья скважины, течение природного или попутного нефтяного газа в промышленных газопроводах и сооружениях в большинстве случаев проходит в автомодельном режиме, в котором сопротивление оказывается пропорциональным $2/3$ средней скорости движения.

Такой скоростной режим течения газа по промышленным сооружениям и газопроводам происходит ежедневно при непрерывном выполнении технологической операции по транспортировке природного или попутного нефтяного газа к потребителю, где часто происходит изменение расхода газа. В этом случае в промышленной практике в газопроводах и в сооружениях в процессе транспортировки природного или попутного нефтяного газа в динамически

неравновесном состоянии, изменения технологических параметров, особенно давления, приводит на разных участках к появлению сильного звона в виде свиста, вызванного изменением скорости движения потока газа.

Таким образом, практически обосновано, что изменение давления, объема и температуры газа приводит к изменению скорости и плотности, так как они термодинамически взаимосвязаны и являются физическими свойствами газа.

Отсюда следует, что реальное состояние природного и попутного нефтяного газа в условиях естественного частого изменения технологических параметров в системе добычи, сбора, подготовки и транспортировки газа имеет отклонение от существующего классического уравнения состояния, которое можно называть несовершенным.

Строго говоря, для реальных природных и попутных нефтяных газов, где глубинные и устьевые исследования показали естественные изменения технологических параметров $(P, V, T, w_r, \rho) = 0$, применение существующего уравнения состояния реальных газов не соответствует действительности. Особенно это видно из табл.1, 2 и 3, где наиболее интенсивное естественное изменение технологических параметров газа происходит на участках от устья скважины до потребителя. Поэтому, в зависимости от условий работы системы «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» природного или попутного нефтяного газа, основными определяющими технологического состояния являются не только P, V, T , но и скорость движения газа в промысловых сооружениях и газопроводах (\bar{w}_r) и его плотность (ρ_r).

Общее количество уравнений состояния реальных газов в настоящее время очень велико. Все эти уравнения можно подразделить на несколько классов в зависимости от того, как выражены в них все технологические параметры состояния природного или попутного нефтяного газа, добываемого из газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Необходимо отметить, что путем внесения в уравнение Клапейрона, полученного им с помощью математической записи объединенного газового законов Бойля-

Мариотта и Гей-Люссака для идеальных газов, коэффициента сжимаемости (Z) со стороны Д.И.Менделеева, составлено в эмпирической форме уравнение состояния реальных газов Клапейрона-Менделеева. Тенденция усовершенствования уравнения состояния реального газа Клапейрона-Менделеева заключается не столько в большом абсолютном изменении уравнения, сколько в небольшом дополнении коэффициентов соответствующих системе «добычи, сбор, подготовки и транспортировки к потребителю» природного или попутного нефтяного газа добываемого из газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений. Для учета отклонений свойств реального газа от идеального, Ван-дер-Ваальс предложил уравнение состояния реального газа, учитывающее только конечность объема молекул и межмолекулярные силы притяжения, которое для одного моля имеет вид

$$\left(P + \frac{a}{g^2}\right)(g - b) = RT \quad (20)$$

Здесь g – удельный объем газа; a/g^2 – константа сцепления молекул; b – поправка на объем молекул.

Слагаемое a/g^2 выражает внутреннее давление, которое является как бы равнодействующей сил притяжения всех молекул в объеме V . Оно прибавляется к внешнему давлению.

Ван-дер-Ваальс нашел, что поправка на объем молекул b , имеющих шарообразную форму, равна собственному объему молекул, увеличенному в 4 раза.

Уравнение (20) приближенное, так как коэффициенты a и b в действительности являются сложными функциями объема, температуры и формы молекул газа и характеризуют только равновесное состояние газа, а динамически неравновесное состояние газа не учитывают.

Это уравнение состояния удовлетворительно описывает поведение реальных несложных газовых смесей лишь при давлении до 10 МПа и температуре 283-293К, но не может численно описывать поведение природных

и попутных нефтяных углеводородных сложных газовых смесей гомологического ряда метана.

Дальнейший прогресс науки и техники требовал разработки более усовершенствованного варианта уравнения состояния природных или попутных нефтяных газов, способного правильно описать поведение их при давлении до 10МПа и температуре до 320-315К в процессе добычи нефти и газа, при давлении до 20МПа и температуре до 258-253К в процессе закачки газа в пласт и при давлении до 10МПа и температуре до 243-233К в процессе транспортировки газа в суровых климатических зонах.

Поэтому в уравнение (20) связь между параметра P, ρ и T конкретна лишь при условии, что известен закон изменения величины a и b , другие технологические параметры (плотность и скорость) состояния реального газа не учитываются и уравнение состояния представляется с вириальными коэффициентами, зависящими только от критического давления и критического объема газа. Отсюда следует, что уравнение Ван-дер-Ваальса не дает удовлетворительной точности при вычислении параметров состояния природного или попутного нефтяного газа. Предложенные другими исследователями уравнения состояния либо имеют ограниченную область применимости и недостаточно точны за ее пределами, либо сложны для практического использования, так например:

В расчетах парожидкостного равновесия и теплофизических свойств газов применяют многоконстантное уравнение Бенедикта, Вебба, Рубина (БВР) и его модификации, для двухконстантного кубического уравнения Редлиха и Квонга (РК) и его модификации.

Уравнение БВР предложено для определения свойств легких углеводородов и их смесей.

$$P = RTd + \left(B_0RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} \right) d^2 + (bRT - a)d^3 + \alpha cd^6 + \frac{cd^3}{T^2} \left[(1 + \gamma d^2) e^{-\gamma d^2} \right], \quad (21)$$

где d – молярная плотность; $A_0, B_0, C_0, a, b, c, \alpha, \gamma$ – постоянные для каждого индивидуального газа.

Модифицируя уравнения Ван-дер-Ваальса, РК предлагают следующее двухконстантное уравнение состояния

$$\left(P + \frac{a}{T^{0,3}V(V+b)} \right) (V-b) = RT, \quad (22)$$

где $a = 0,43R^2 \frac{T_{kp}^{2,3}}{P_{kp}}$, $b = \frac{0,87RT_{kp}}{P_{kp}}$.

Другим часто употребляемым модифицированным уравнением Ван-дер-Ваальса является уравнение состояния Пенга-Робинсона

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a[1+m(1-T_{np}^{0,5})]^2}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (23)$$

где $a = 0,46 \frac{R^2 T_{kp}^2}{P_{kp}}$, $T_{np} = \frac{T}{T_{kp}}$, $b = 0,078 \frac{RT_{kp}}{P_{kp}}$, $m = 0,37 + 1,54\omega - 0,27\omega^2$,

здесь ω – так называемый ацентрический фактор, учитывающий нецентральность сил взаимодействия между сложными молекулами и оценивающийся приближенно по формуле

$$\omega = 0,43 \frac{\lg\left(\frac{P_{kp}}{P_{am}}\right)}{\frac{T_{kp}}{T_{kun}} - 1} - 1, \quad (24)$$

Здесь P_{am} – атмосферное давление; T_{kun} – температура кипения при атмосферном давлении.

Уравнения БВР и РК можно использовать для расчета парожидкостного равновесия природных газов с содержанием смеси в парофазном состоянии стабильного газового конденсата, которого нет в промышленной практике. Наиболее известная модификация уравнения состояния БВР – уравнение Старлинга-Хана (СХ):

$$P = RTd + \left(B_0RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} + \frac{D_0}{T^3} - \frac{E_0}{T^4} \right) d^2 + \left(RTb - a - \frac{\bar{d}}{T} \right) d^3 + \alpha \left(a + \frac{\bar{d}}{T} \right) d^6 + \frac{cd^3}{T^2} (1 + \gamma d^2) \exp(-\gamma d^2), \quad (25)$$

где $A_0, B_0, C_0, D_0, E_0, a, b, \bar{d}, \alpha, c, \gamma$ – коэффициенты; d – молярная плотность. При расчетах парожидкостного равновесия и теплофизических свойств смесей веществ, коэффициенты уравнения вычисляются с учетом комбинационных правил, которые для практического применения в области добычи, сбора, подготовки и транспортировки природного и попутного нефтяного газа не представляются возможным.

Кроме того, имеется другая попытка получения теоретически обоснованного уравнения состояния в области реального газа. В этом направлении в работах американского физика Дж. Майера и советского математика Н.Н. Боголюбова уравнение состояния реального газа описывается с помощью методов статистической физики следующим образом:

$$P\mathcal{V} = RT \left(1 - \sum_{K=1}^{\infty} \frac{K}{K+1} \frac{\beta_K}{\mathcal{V}^K} \right); \quad (26)$$

Здесь β_K – коэффициент, являющийся функцией только температуры (так называемые вириальные коэффициенты). Как видно из уравнения, выражение в круглых скобках в правой части уравнения Майера-Боголюбова представляет собой ряд по степеням $1/\mathcal{V}$. Очевидно, что чем больше величина удельного объема газа \mathcal{V} , тем меньшее число членов ряда правой части уравнения. Это следует учитывать для получения достаточно точного результата. Следовательно, что при $\mathcal{V} \rightarrow \infty$ все члены степенного ряда обращаются в нуль, и это уравнение приобретает вид:

$$P\mathcal{V} = RT \quad (27)$$

Таким образом, при крайне малых плотностях уравнение Майера-Боголюбова превращается в уравнение состояния идеального газа.

Определять второй, третий и более вириальные коэффициенты и другие величины, зависящие от критических параметров реального газа, входящие в уравнения состояния, предложенные вышеуказанными авторами, можно более точно лишь для газов, состоящих из простых молекул, таких, как кислород и азот.

Дюпре было рассмотрено уравнение состояния реального газа, в котором дается предпосылка на условия газа высокого давления, величина a/V^2 дополнительного давления в уравнении Ван-дер-Ваальса мала по сравнению с давлением в начале газа и поэтому ею можно пренебречь. Тогда уравнение Ван-дер-Ваальса превращается в уравнение состояния реального газа Дюпре

$$P(V - b) = RT, \quad (28)$$

где величина b зависит только от рода газа, но не зависит от температуры и давления. Поэтому, уравнение Дюпре является одним из следующих приближений и не обеспечивает высокой точности в расчетах и дает ощутимую ошибку. Применение на промыслах уравнения Дюпре для проведения точных расчетов для системы сбора, подготовки и транспортировки природного или попутного нефтяного газа недопустимо. На базе уравнений Ван-дер-Ваальса, Розен–Френкель вводят поправку и описывают уравнение состояния в следующем виде

$$P(V - \bar{b}) = RT, \quad (29)$$

В отличие от модели реального газа, соответствующей уравнению Дюпре, величина \bar{b} в модели реального газа Розена – Френкеля переменна, зависит от давления и температуры и, таким образом, учитывает как несжимаемый объем молекул, так и силы их взаимодействия на расстоянии. Поэтому величина \bar{b} превращает уравнения Клапейрона в неравенство ($PV \neq RT$), а коэффициент сжимаемости Z превращает это неравенство в равенство $PV = ZRT$. Это еще раз подтверждает то, что между \bar{b} и Z имеется однозначная связь:

$$Z = \frac{P(V_{уд} + \bar{b})}{RT} = 1 + \frac{P\bar{b}}{RT} \quad (30)$$

По рекомендации Розена-Френкеля в практических расчетах удобно использовать так называемый показатель отклонения сжимаемости

$$\beta = \frac{\bar{b}}{P_0 V_0} = \frac{\bar{b}}{RT_0} = \frac{\bar{b}}{273R} \quad (31)$$

Показатель отклонения сжимаемости β связан с коэффициентом сжимаемости Z зависимостью

$$\beta = \frac{T}{273} \frac{Z-1}{P} \quad (32)$$

Поэтому уравнение состояния реального газа (29) можно записать через показатель отклонения сжимаемости β , если из равенства (31) найти \bar{b} и сделать подстановку

$$V = R \left(\frac{T}{P} + 273\beta \right) \quad (33)$$

Таким образом, уравнения состояния (29) и (33) получили название уравнений Розена–Френкеля, по имени советских ученых, разработавших их и применивших для расчета процессов сжатия реальных газов. Однако применение уравнений состояния реальных газов Розена–Френкеля для технологических процессов добычи, сбора, подготовки и транспортировки природного или попутного нефтяного газа в промышленных условиях не представляется возможным из-за неопределенности поправки \bar{b} для указанных условий.

В некоторых технологических процессах по изучению свойств смеси реальных газов применяется уравнение состояния Битти–Бриджмена. Предложенное Дж. Битти и О. Бриджменом уравнение состояния имеет вид

$$P = \frac{RT(1-C)}{V^2} (V+B) - \frac{A}{V^2} \quad (34)$$

где A , B и C – коэффициенты, которые, в свою очередь, определяются в зависимости от удельного объема и температуры.

$$A + A_0 \left(1 - \frac{a}{V}\right); B = B_0 \left(1 - \frac{b}{V}\right); C = \frac{C_0}{VT^2} \quad (35)$$

Коэффициенты A_0 , B_0 и C_0 – константы, зависящие от индивидуальных свойств реального газа, определяются экспериментально. В промышленной практике определить экспериментально коэффициенты A_0 , B_0 и C_0 практически невозможно, поэтому уравнение состояния Битти–Бриджмена возможно для использования расчетов некоторых параметров отдельных смесей реальных газов.

Другие советские ученые М.П.Вукалович и И.И.Новиков предложили новое универсальное уравнение состояния реальных газов, качественно отличное от уравнения Ван-дер-Ваальса. При этом они указали, что уравнение Ван-дер-Ваальса при больших плотностях газа дает значительные ошибки, вызываемые тем, что при его выводе не учитывались некоторые добавочные физические явления, и прежде всего так называемая силовая ассоциация и диссоциация молекулы.

Кроме того, ими с помощью опытов доказано, что коэффициенты a и b , входящие в уравнение Ван-дер-Ваальса, не могут быть постоянными величинами, а должны зависеть от температуры и давления, причем зависимость эта очень сложная. При выводе универсального уравнения состояния реальных газов М.П.Вукалович и И.И.Новиков учитывали явление силовой ассоциации молекул под влиянием межмолекулярных сил взаимодействия.

Как известно при явлении ассоциации происходит объединение отдельных молекул в группы, состоящие из двух, трех, четырех и более одиночных молекул с сохранением свои индивидуальных свойств, и при этом не реализуют полностью всех степеней свободы. Однако природный или попутный нефтяной газ является смесью многокомпонентных углеводородных

газов и эти газы находятся в постоянном взаимодействии друг с другом, и каждый из них следует законам физики, т.е. действующих масс. Учитывая, что ассоциация приводит к созданию групп из двух, трех и четырех молекул, в этом направлении М.П.Вукалович и И.И.Новиков в наиболее простой форме учитывая лишь двойные комплексы, предложили новое универсальное уравнение состояния реальных газов в следующем виде:

$$\left(P + \frac{a}{g^2}\right)(g - b) = RT \left(1 - \frac{C}{gT^{\frac{3+2m}{2}}}\right),$$

где a и b – постоянные уравнения Ван-дер-Ваальса; C и m – постоянные, определяемые на основании опытных данных. Определение постоянных C и m в промысловых условиях опытным путем, как a и b в уравнения Ван-дер-Ваальса, практически невозможно. Тем более уравнение М.П.Вукаловича и И.И.Новикова было получено на основании уравнения состояния для создания таблицы воды и водяного пара, т.е. для двойного комплекса, что затрудняет применения этого уравнения для системы «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» природного или попутного нефтяного газа. Таким образом, применение нового универсального уравнения состояния реального газа М.П.Вукаловича и И.И.Новикова для определения технологических параметров добываемого природного или попутного нефтяного газа в промысловых условиях крайне трудно и практически не представляется возможным.

Отметим, что все поправки, внесенные в уравнение Клапейрона–Менделеева, могут быть использованы для оценки равновесного состояния реальных газовых систем и непригодны для оценки динамически неравновесного состояния природных и попутных нефтяных газовых систем. Как было отмечено выше, природные и попутные нефтяные газовые системы всегда находятся в неравновесном состоянии.

Поэтому, указанными выше уравнениями состояния реального газа, невозможно произвести точный расчет по определению состояния природного

или попутного нефтяного газа на промыслах из-за отсутствия точного значения различных величин и вириальных коэффициентов, составляющих основу этих уравнений.

В результате практических исследований, проведенных в течение 1980-2000 гг. по изучению состояния пласта, забоя, устья и от устья скважины до потребителя (рис.1) с учетом определения основных технологических параметров добываемого природного и попутного нефтяного газа установлено, что уравнения состояния для природного газа должны связывать давление, объем, температуру, плотность и скорость движения газа. Особенно это очень сильно ощущается, когда после устья скважины газ поступает в промысловые сооружения, а оттуда в промысловые газопроводы для дальнейшего направления к пунктам подготовки и транспортировки его через многочисленные пункты с замером технологических показателей к потребителю. Именно при таком технологическом процессе происходит неоднократное изменение основных технологических параметров при течении природного и попутного нефтяного газа, образовавшееся в условиях динамически неравновесного состояния.

Учитывалась важность задачи получения реального уравнения энергетического и динамически неравновесного состояния, адекватно описывающего термодинамические свойства газа, которое имеет первостепенное значение для специалистов, занимающихся добычей, сбором, подготовкой и транспортировкой природного и попутного нефтяного газа. Поэтому уравнение полного энергетического и динамически неравновесного состояния может считаться удовлетворительным лишь в том случае, если оно не только достаточно точно описывает характеристику основных технологических параметров природного и попутного нефтяного газа, но и должно позволять на промысловой практике произвести расчеты по определению каждого параметра отдельно, с использованием практически замеренных показателей. Исходя из этого во вновь предложенном варианте уравнения нужно учитывать полное энергетическое и динамически неравновесное состояние природного и попутного нефтяного газа, связывающее

давление (P), объем (\mathcal{G}), температуру (T), а для удобства расчета ввести поправочные коэффициенты относительной плотности (Δ) и две трети относительной средней скорости движения газа $\left(\frac{2}{3}\bar{w}_\Delta\right)$ от пласта до потребителя.

Поэтому ввод дополнительно в уравнение состояния реальных газов Клапейрона-Менделеева двух технологических параметров состояния движущегося потока природного или попутного нефтяного газа в условиях динамически неравновесного состояния, а именно поправочных коэффициентов – относительных плотности и скорости, является весьма важным фактором. В этом состоит различие в природе подобного подхода к уравнению полного энергетического и динамически неравновесного состояния движущегося потока природных или попутных нефтяных газов.

Учитывая результаты практического исследования комплексной сложной системы «пласт ... – ... потребитель» по рис.1 и по результатам полученным при исследовании путем замера основных технологических параметров, Алиев-Гурбанов предлагают следующее уравнение, отличающееся от предыдущих уравнений состояния реальных газов:

$$P \mathcal{G} \Delta = Z_{г.п} RT \frac{2}{3} \bar{w}_\Delta, \quad (36)$$

где P – давление природного или попутного нефтяного газа; \mathcal{G} – объем добываемого газа; $Z_{г.п}$ – коэффициент сжимаемости движущегося газового потока в условиях динамически неравновесного состояния, является безразмерной величиной; Δ – относительная плотность газа, отнесенная к плотности сухого воздуха:

$$\Delta = \frac{\rho_{г.}}{\rho_{вз.з.}} \quad (37)$$

где $\rho_{вз.з.} = 1,205$ – плотность сухого воздуха в нормальных условиях, кг/м^3 ; $\rho_{г.}$ – плотность газа, определенная в лаборатории, кг/м^3 ; R – универсальная газовая постоянная – одинакова для всех газов, размерность которой зависит от

рода газа и технических единиц, в которых измеряются давление и количество газа, например:

- если нужно получить газовую постоянную, выраженную в киломолях и зная, что при 0°C (273°K) и давлении 760мм.рт.ст (10330 Н/м^2) мольный объем для всех газов практически одинаков и составляет $22,4\text{ м}^3/\text{кмоль}$, газовая постоянная определяется следующим образом:

$$R = \frac{10330 \cdot 22,4}{273,15} = 848\text{ кг}\cdot\text{м/кмоль}\cdot\text{град.} \quad (38)$$

- если нужно получить газовую постоянную для количества газа, выраженного в метрах на градус цельсия, величину универсальной газовой постоянной следует разделить на молекулярный вес (μ) природного или попутного нефтяного газа, который определяется в аттестованной лаборатории (в нашем случае табл.2):

$$R = \frac{848}{\mu} \text{ м}^3/\text{град}; \quad (39)$$

Далее по формуле (36) T – температура газа, которая замеряется практически; \bar{w}_{Δ} – относительная скорость течения потока природного или попутного нефтяного газа.

Чтобы эффективно пользоваться уравнением состояния (36), которое включает в себя все основные технологические параметры, требуется определить практические данные (см. табл.1, 2 и 3), и провести на промыслах инженерные расчеты для определения каждого параметра в отдельности. Для полного расчета первоначально определяются относительные параметры: плотность и скорость теоретически расчетным путем по методике, которая описывается далее.

Чтобы охарактеризовать разные энергетические и динамические технологические параметры неравновесного состояния природного или попутного нефтяного газа и связывать их с эксплуатирующейся системой добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю газа, требовалось

внесение некоторых изменений в уравнение Клапейрона-Менделеева, что учтено в уравнении Алиева-Гурбанова. В таком случае газовая постоянная должна соответствовать переходному состоянию природного или попутного нефтяного газа ($R_{п.с.}$). Тогда из уравнения (36) получим:

$$R = \frac{P \cdot g \cdot \Delta}{Z_{г.п} T \frac{2}{3} \bar{w}_\Delta} = R_{п.с.} \frac{3}{2} \frac{\Delta}{\bar{w}_\Delta}, \quad (40)$$

где $R_{п.с.} = \frac{P \cdot g}{Z_{г.п} \cdot T}$ – газовая постоянная переходного состояния природного или попутного нефтяного газа и можно принять $R_{п.с.} = 848 \frac{м}{град}$.

Следует отметить, что разработанная Алиевым-Гурбановым модель уравнения полного энергетического и динамически неравновесного состояния реальных газов, описывает практическое физико-химическое свойство для добываемых природных или попутных нефтяных газов, которые постоянно находятся в движении по промысловым газопроводам, поставляющим их к потребителю.

Для такого технологического процесса, когда газ находится постоянно в движении уравнения Алиева-Гурбанова можно записать в следующем виде:

$$P_{д.г.} V_{д.г.} = Z_{пг} R T_{д.г.} \frac{2}{3} \frac{\bar{w}_\Delta}{\Delta} \quad (41)$$

Здесь $P_{д.г.}, V_{д.г.}, T_{д.г.}$ определяется практически путем замера движущегося газа.

Для сравнения этой модели с общеизвестной моделью описывающей состояние реального газа находящегося в покое, для примера уравнение состояния Клапейрона-Менделеева, можно записать в следующем виде:

$$P_{п} V_{п} = Z_{п} R T_{п} \quad (42)$$

Сравнивая уравнения (41) и (42) получим:

$$\frac{P_{\partial.Г.} V_{\partial.Г.} T_{\Pi}}{P_{\Pi} V_{\Pi} T_{\partial.Г.}} = \frac{Z_{\Pi.Г.} \frac{2}{3} \bar{w}_{\Delta}}{Z_{\Pi}} \quad (43)$$

Для реального газа находящегося в состоянии движения и покоя параметры характеризуются соответственно $P_{\partial.Г.}, V_{\partial.Г.}, T_{\partial.Г.}$ и $P_{\Pi}, V_{\Pi}, T_{\Pi}$, и по зависимости (43) оцениваются одинаковой величиной

$$\frac{Z_{\Pi.Г.} \frac{2}{3} \bar{w}_{\Delta}}{Z_{\Pi}}. \quad (44)$$

При равенстве соответственно этих параметров, из формулы (44) имеем

$$Z_{\Pi.} = \frac{3}{2} \frac{\Delta}{\bar{w}_{\Delta}} Z_{\Pi.Г.} \quad (45)$$

Таким образом, при движении потока природного или попутного нефтяного газа в промышленном газопроводе, находящимся в динамически неравновесном состоянии, где весь цикл технологического процесса проходит в неустановившемся режиме, плотность и скорость движения газа связаны между собой, так как меняется давление, объем газа и температура. Изменение давления и температуры приводит к изменению коэффициента сжимаемости, при этом практически замеренные данные этих параметров позволяют легко определить коэффициент сжимаемости. При переходе из состояния покоя к состоянию движущегося потока газа при различных условиях P, T , происходит процесс максимального движения газа, тогда и коэффициент сжимаемости меняется.

Для практических расчетов в процессе добычи, сбора, подготовки и транспортировки, выявить насколько скорость природного или попутного нефтяного газа ($w_{Г}$) меньше или больше скорости звука в газе ($w_{зв.Г}$), вводится понятие относительной скорости (\bar{w}_{Δ}), определяемой по соотношению:

$$\bar{w}_{\Delta} = \frac{w_{Г}}{w_{зв.Г}}, \quad (46)$$

Относительная скорость движения потока природного или попутного нефтяного газа удобна тем, что не зависит от температуры, давления и плотности, если пренебречь различием в скорости движения газа в промышленных сооружениях, газопроводах и скорости звука в газе.

Относительную скорость можно определить следующим образом:

Практически известно, что природные или попутные нефтяные газы, в зависимости от изменения давления, обладают способностями неограниченно расширяться и принимать форму сосуда, сооружения или газопровода.

Также известно, что скорость звука в газе называется скоростью распространения в газе возмущений, вызванных изменением давления газового потока. При этом амплитуда давления, пренебрежимо мала по сравнению с общим давлением потока газа в промышленном газопроводе. Поэтому скорость звука в газе связана с термодинамическими параметрами этого газа. При этом звуковые колебания, вызванные изменением давления, распространяются в промышленном газопроводе очень быстро, поэтому сколько-нибудь заметного теплообмена между участками (рис.1) разрежения и сжатия звуковой волны и окружающей среды не успевает произойти.

В этом случае колебания в газе при распространении звуковой волны можно считать адиабатными, так как тепло через стенки промышленного газопровода не подводится, но тепло появляется за счет химической реакции, происходящей в самом газовом потоке.

Несмотря на это, промышленная практика показывает, что частое изменение расхода газа, поставляемого к потребителю, приводит к изменению давления природного или попутного нефтяного газа в промышленном газопроводе, который распространяется со скоростями, значительно большими, чем скорость звука. Такой процесс, естественно, приводит к скачкообразному изменению состояния газа: давления, плотности и температуры. В этом случае в некоторых отдельных участках промышленного газопровода волна величины давления возрастает незначительно, т.е. распространение такой волны давления равняется скорости звука в газе. При этом распространение скорости звука

сопровождается небольшими изменениями состояния газа, которыми пренебрегают в практических расчетах.

Отсюда вытекает, что увеличение максимального значения скорости движения потока природного или попутного нефтяного газа в условиях динамически неравновесного состояния происходит при отсутствии энергетического обмена, в котором теплосодержание в потоке газа принимается приблизительно равным нулю. В этом случае полное теплосодержание газа целиком преобразуется в кинетическую энергию, т.е. внутреннюю энергию, которая образуется в результате внутренней химической реакции газа. Отсюда получается, что максимальное значение скорости звука в газе, выведенное в предположении постоянства теплоемкости приблизительно ($C_p \approx 0,24$), будет иметь следующий вид [4]:

$$w_{\max \text{ зв.}} \approx 44,8\sqrt{T_0} ,$$

где T_0 – температура атмосферного воздуха и принимается близко к нормальной $T_0 \approx 273^\circ \text{ K}$. Тогда максимальная возможная скорость истечения звука в газе будет, $w_{\max \text{ зв.}} \approx 739$ м/сек. Здесь необходимо отметить другой пример методики определения скорости звука в газе, предложенный Л.Д.Ландау и А.П.Китайгородским, который является максимально близким для применения в системе «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» природного или попутного нефтяного газа.

При таком технологическом процессе практически имеющиеся в составе газа молекулы азота, углекислого газа и др., ухудшающие качество газа, по сравнению с молекулами природного или попутного нефтяного газа более легкие, и скорость движения молекулы газа при этом может достигать 660–680 м/сек. Согласно подтверждениям Л.Д.Ландау и А.П.Китайгородского, скорость звука в газе примерно равна средней скорости молекул в газе и принимается около $w_{36,2} = 335$ м/сек [5].

Исходя из этого, полученное значения относительной скорости по формуле (46) окончательно принимает вид:

$$\bar{w}_\Delta = \frac{w_\Gamma}{w_{зв.Г}} = \frac{w_\Gamma}{335}, \quad (47)$$

где 335 – скорость звука в газе, м/сек; w_Γ – скорость потока природного или попутного нефтяного газа, либо определяется практически с помощью соответствующих аппаратур, либо определяется по формуле (1).

В промысловой практике в простой форме определения со стороны эксплуатационного персонала для текущего технологического процесса коэффициента сжимаемости движущегося газового потока в условиях динамически неравновесного состояния природного или попутного нефтяного газа ($Z_{Г.П.}$), входящего в формулу (36), можно проводить с использованием практически замеренных данных в следующей последовательности:

- 1) в аттестованной лаборатории определяется по отобранной пробе плотность газа ρ_Γ , а параметрическими приборами давление и температура природного или попутного нефтяного газа (см.табл.3);
- 2) после чего для удобства и более точного расчета осуществляется определение псевдокритического давления $P_{n.kp}$ и псевдокритической температуры по приемлемым формулам А.З.Истомина:

$$\left. \begin{aligned} P_{n.kp} &= 4,937 - 0,464\Delta, \\ T_{n.kp} &= 171,5\Delta + 97, \end{aligned} \right\} \quad (48)$$

Используя полученное в лаборатории данные для ρ_Γ , находим значение для Δ , после чего определяется $P_{n.kp}$ и $T_{n.kp}$. Используя данные (P , T) по табл.3, и значение $P_{n.kp}$, $T_{n.kp}$ определяются приведенные параметры давления P_{np} и температура T_{np} по формулам:

$$\left. \begin{aligned} P_{np} &= \frac{P}{P_{n.kp}}, \\ T_{np} &= \frac{T}{T_{n.kp}}, \end{aligned} \right\} \quad (49)$$

здесь P, T – текущие значения давления и температуры газа, замеренные приборами непосредственно на том участке (рис.1), где производился замер параметров для расчета коэффициента сжимаемости. При известных значениях P_{np} и T_{np} , согласно наиболее широко известной эмпирической номограмме Брауна и Катца [6], определяется с достаточной точностью значение $Z_{г.п.}$ для природного или попутного нефтяного газа. Для практических расчетов на промыслах замеры показывают, что изменения давления природного или попутного нефтяного газа в диапазоне $3,5 \div 7,5$ МПа и по номограмме Брауна-Катца $Z_{г.п.}$ колеблется в пределах $Z_{г.п.} = 0,8 \div 0,9$.

Таким образом, уравнение (36) является уравнением полного энергетического и в условиях динамически неравновесного состояния движущегося природного или попутного нефтяного газа, связывающего все основные технологические часто изменяющиеся параметры и подчиняющиеся ему и это позволяет определить каждый параметр в отдельности в промысловых условиях.

Предложенное авторами Алиевым-Гурбановым уравнение (36) является весьма совершенным, основные параметры определяются практически при работе системы добычи, сбора, подготовки и транспортировки газа к потребителю, и не исключает в будущем возможности появления других методов уточнения уравнения состояния реального газа Клапейрона-Менделеева.

Теперь определяем расчетным путем скорость движения газа по формуле (1), и для примера согласно таблице 1 принимаем следующие данные: $Q = 1157000 \text{ м}^3/\text{сутки}$; P_0 – давление газа, равное атмосферному (барометрическому) давлению, берется обычно равным 10330 кг/м^2 или $1,0330 \text{ кг/см}^2$; T – температура на устье скважины, берется равным 315К ; T_0 – атмосферная температура на устье скважины в нормальных условиях, берется равным

$T_0 = 273^\circ K$; P – давление газа на устье скважины, берется равным $P = 240 \text{ кг/см}^2$; F – сечение подъемной трубы, м^2 , зная, что внутренний диаметр подъемной трубы, $D = 76 \text{ мм} = 0,076 \text{ м}$.

$$\text{Тогда: } F = 0,785 \cdot D^2 = 0,785 \cdot 0,005776 = 0,0045 \text{ м}^2.$$

Сопоставляя все данные в формуле (1) и приводя к единой системе измерения, найдем для первого варианта скорость движения природного или попутного нефтяного газа в подъемных трубах скважины:

$$w_{\Gamma} = \frac{1157000 \cdot 1 \cdot 315 \cdot 10000}{240 \cdot 0,0045 \cdot 273 \cdot 10000 \cdot 86400} = 14,3 \text{ м/сек.}$$

Зная скорость движения звука в газе, 335 м/сек, по формуле (46) найдем относительную скорость течения природного или попутного нефтяного газа по промысловым сооружениям и газопроводам:

$$\bar{w}_{\Delta} = \frac{w_{\Gamma}}{w_{\text{зв.Г.}}} = \frac{14,3}{335} = 0,043$$

Далее для решения формулы (36) найдем коэффициент сжимаемости движущегося потока газа в условиях динамически неравновесного состояния природного или попутного нефтяного газа ($Z_{\Gamma.П.}$) и используя данные в табл. 2 и 3, со стороны эксплуатационного персонала проводится расчет следующим образом. На момент расчета в лаборатории определяется плотность (удельный вес) природного или попутного нефтяного газа, а также с помощью параметрических приборов определяется давление и температура газа (см.табл.3).

Для начала расчета сначала определяются псевдокритическое давление и температура природного или попутного нефтяного газа по формулам (48).

Принимая среднеарифметическое значение плотности по табл.2 для природного или попутного нефтяного газа, определенное в лаборатории, $\rho_{\Gamma} = 0,7488$, находим относительную плотность (Δ) в стандартных условиях по формуле (37):

$$\Delta = \frac{\rho_z}{\rho_{\text{вз.г.}}} = \frac{0,7488}{1,205} = 0,62$$

Используя данные относительной плотности газа, определяем псевдо-критические параметры давления и температуры по формуле (49):

$$\left. \begin{aligned} P_{n.kp.} &= 4,937 - 0,464 \cdot 0,62 = 4,65, \\ T_{n.kp.} &= 171,5 \cdot 0,62 + 97 = 203,3^\circ \text{K} \end{aligned} \right\}$$

Используя данные $P_{n.kp.}$ и $T_{n.kp.}$ и по табл.2 принимая среднеарифметическое значение P, T определяем приведенные параметры давления и температуры по формуле (49):

$$\left. \begin{aligned} P_{np} &= \frac{P}{P_{n.kp.}} = \frac{4,8}{4,65} = 1,03, \\ T_{np} &= \frac{T}{T_{n.kp.}} = \frac{290}{203,3} = 1,43 \end{aligned} \right\}$$

После этого при известных P_{np} и T_{np} по экспериментальной номограмме Брауна и Катца, находим $Z_{г.п.} = 0,89$.

Теперь, зная значение $Z_{г.п.}$, как второй вариант можем определить скорость движения природного или попутного нефтяного газа по подъемным трубам скважины по формуле [7]:

$$w_{г.} = 0,01247 \frac{Q \cdot Z_{г.п.} \cdot T_{cp}}{D^2 \cdot P_{cp}}, \text{ м/сек,} \quad (50)$$

где Q – замеренный на устье скважины объем добываемого газа, м³/ч; T_{cp} – средняя температура газа, °К; D – диаметр подъемной трубы, см; P_{cp} – среднее давление газа в центральном пространстве на устье скважины (табл.1), кгс/см².

Для определения скорости движения природного или попутного нефтяного газа по подъемным трубам скважины принимаем следующие данные по табл.1:

$$Q = 48208 \text{ м}^3/\text{ч}; Z = 0,89; T_{cp} = 315^\circ \text{K} \text{ – температура на устье скважины};$$

$D = 7,6$ – внутренний диаметр подъемной трубы, см; $P_{cp} = 240$ кгс/см² – давление газа на центральном пространстве устья скважины.

Сопоставляя данные в формулу (50), найдем:

$$w_{\Gamma} = 0,01247 \frac{48208 \cdot 0,89 \cdot 315}{7,6^2 \cdot 240} = 12,16 \text{ м/сек.}$$

Для определения относительной скорости природного или попутного нефтяного газа с учетом значения $w_{\Gamma} = 12,16$ м/сек принимаем скорость звука в газе, как и в первом варианте $w_{зв.Г} = 335$ м/сек и получим:

$$\bar{w}_{\Delta} = \frac{w_{\Gamma}}{w_{зв.Г.}} = \frac{12,16}{335} = 0,036$$

Таким образом, определенное в промысловых условиях расчетным путем значение относительной скорости потока природного или попутного нефтяного газа в двух вариантах с использованием формулы (1) 0,043 и (50) 0,036, позволяет установить разницу между ними (0,007), которая крайне незначительна и в дальнейшем ее можно принимать в расчетах.

Поэтому уравнение (36) позволяет в процессе эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин выполнения расчетов в промысловых условиях для системы добычи, сбора, подготовки и транспортировки газа ряда расчетов по определению физико-химические свойства газов. Причем входящие в уравнение (36) технологические параметры (P, V, T) определяются путем практического замера в процессе эксплуатации системы добычи, сбора, подготовки и транспортировки газа, а другие параметры $Z_{г.п.}$, \bar{w}_{Δ} и Δ определяются расчетным путем при наличии замеренных данных и с учетом результатов лабораторного определения плотности газа. Уравнение (36) по технологическим соображениям в условиях динамически неравновесного состояния движущегося потока природного или попутного нефтяного газа позволяет любой из его параметров выразить через четыре остальных, полностью определяющих состояние реального газа.

Следует еще раз подчеркнуть, что предложенное Алиевым-Гурбановым уравнение полного энергетического и динамически неравновесного состояния движущегося потока природного или попутного нефтяного газа (36) является удобным для проведения оценочных расчетов на промыслах, разрабатывающих газовые, газоконденсатные и газонефтяные месторождения.

Для практической проверки соответствия в реальной системе сбора, подготовки и транспортировки природного или попутного нефтяного газа, уравнений Клапейрона-Менделеева $PV = ZRT$ и Алиева-Гурбанова $PV\Delta = Z_{г.п.} \cdot R \cdot T \cdot \frac{2}{3} \bar{w}_\Delta$ в промысловых условиях, в качестве примера проведем расчет по определению объема газа. Принимаются замеренные в одной газоконденсатной скважине технологические параметры газа на участке первичного промыслового комплексного пункта приема и подготовки (см. рис.1, поз.5), т.е. в конце системы сбора, подготовки и транспортировки газа, после которого газ направляется в общую систему. При этом необходимо учесть, что все остальные газоконденсатные скважины тоже работают в общей системе для окончательной подготовки. Таким образом, для проведения расчета принимаются следующие рабочие технологические параметры, взятые из газоконденсатной скважины, месторождения «Сангачалы море-Дуванны море-Хара-Зыря», находящегося в поздней стадии разработки и снятие на момент замера и отбора пробы газа (табл.2):

давление газа $P = 35 \text{ кгс/см}^2$; средняя температура газа $T = (273 + 27) \text{ К}$; средний коэффициент сжимаемости $Z_{г.п.} = 0,85$ (см.стр.39); относительная плотность $\Delta = 0,62$ (см.стр.41), средняя относительная скорость движения газа $\bar{w}_\Delta = 0,043$ (см.стр.42) и газовая постоянная R в м/град. определяется для добываемого природного газа. Зная молекулярный вес газа, определенный в лаборатории, $\mu = 17,92$, находим: $R = \frac{848}{17,92} = 47,3 \text{ м/град.}$

В промысловых условиях инженер по эксплуатации скважин в самом начале по уравнению Клапейрона-Менделеева определяет объем газа,

добываемого из одной газоконденсатной скважины и при этом, сопоставляя принятые данные и приводя к единой системе измерения, по уравнению $PV = ZRT$ получает:

$$V = \frac{ZRT}{P} = \frac{0,85 \cdot 47,3 \cdot (273 + 27) \cdot 10000}{35} = 3445714 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Умножая на вес 1 м^3 газа, определенного в лаборатории и равного $0,7346 \text{ кг}$, получается расчетный объем природного газа, добываемого из одной газоконденсатной скважины:

$$V = 3445714 \cdot 0,7346 = 2531221 \text{ м}^3,$$

Теперь, используя эти же данные, по уравнению Алиева-Гурбанова, инженер определяет объем добываемого газа для одной скважины и приведя к единой системе измерения получает:

$$V = \frac{Z_{Г.П.} \cdot R \cdot T \cdot \frac{2}{3} \cdot \bar{w}_\Delta}{P \cdot \Delta} = \frac{0,85 \cdot 47,3 \cdot (273 + 27) \cdot \frac{2}{3} \cdot 0,043 \cdot 10000}{35 \cdot 0,62} = 159178 \text{ м}^3/\text{кг}$$

С учетом веса 1 м^3 газа и объема газа, полученного по уравнению Алиева-Гурбанова проводим расчет по определению объема природного газа, добываемого из одной газоконденсатной скважины:

$$V = 159178 \cdot 0,7346 = 116932 \text{ м}^3.$$

Однако на промысле предварительный практический замер объема газа, добываемого из одной скважины, соответствующими замерными устройствами на выходе из участка первичного промыслового комплексного пункта приема и подготовки газа (см.рис.1, поз.5) показывает 182543 м^3 . Теперь проведем сравнение расчетных показателей объема газа с практически замеренным объемом:

1) по уравнению Клапейрона-Менделеева:

$$2531221 \text{ м}^3 - 182543 \text{ м}^3 = 2348678 \text{ м}^3$$

2) по уравнению Алиева-Гурбанова:

$$182543\text{м}^3 - 116932\text{м}^3 = 65611\text{м}^3$$

Таким образом, по первому варианту расчетный объем газа на 2348678м^3 или более чем в 12,8 раза больше практически замеренного объема газа. Это в промышленной практике неприемлемо, так как газоконденсатное месторождение находится на поздней стадии разработки и расхождение с замеренным объемом для одной газоконденсатной скважины очень велико. Сравнения расчетных показателей позволяет сказать, что уравнения состояния реального газа Клапейрона-Менделеева выведены на основании опыта, проведенного в лабораторных условиях с малым объемом со смесью аммиака, азота, водорода, углекислого газа, окиси углерода и т.д., которые по своим состояниям полностью отличаются от физико-химического состояния природного или попутного нефтяного газа. Поэтому применение уравнения Клапейрона-Менделеева, полученного для равновесного состояния реального газа в промышленных условиях, дает весьма неточные результаты. Как выше указывалось, уравнение Ван-дер-Ваальса, показывающее качественные особенности реальных газов, является неточным, применение же других, более точных уравнений состояния, приводит к сложным формулам для термодинамических потенциалов природных или попутных нефтяных газов. Особенно сложно дальнейшее использование полученных формул для изучения физико-химических свойств в динамически неравновесных природных или попутных нефтяных газовых смесях. В отличие от этого, уравнения Алиева-Гурбанова получено для динамически неравновесного состояния реального газа, существующего промышленным условиям в системе «добычи, подготовки и транспортировки природного или попутного нефтяного газа».

Это хорошо видно из второго варианта, где расчетный объем газа на 65611м^3 или на 1,56 раз меньше по сравнению с замеренным объемом газа. Поэтому по второму варианту расчетный объем крайне близок к практически замеренному объему газа и в промышленной практике этот вариант можно

считать вполне приемлемым вариантом. Тем более расчетные показатели, полученные с применением уравнения Алиева-Гурбанова в промышленных условиях, значительно ближе к практически замеренным показателям по объему газа в конце системы сбора, подготовки и транспортировки газа для одной газоконденсатной скважины.

Таким образом, уравнения для термодинамических потенциалов реального газа можно получить, используя уравнения состояния природного или попутного нефтяного газа в динамически неравновесном состоянии, например применение уравнения Алиева-Гурбанова с достаточной для практики точностью справедливо только для добываемых газов.

ВЫВОДЫ

В разработанной нами научно-практической методике под названием «Полное энергетическое и динамически неравновесное состояние реальных газов» рассматривались следующие основные направления:

- 1) Анализ существующего положения в области «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» (рис.1) природного или попутного нефтяного газа, добываемого из газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, где часто изменяются технологические параметры. Рассмотрен обширный промышленный материал по технологическим параметрам, влияющий на частое изменение технологических параметров действующих непосредственно на внутреннее физическое и химическое состояние природного или попутного нефтяного газа.

Простыми и абсолютно строгими физическими рассуждениями изучена возможность применения существующих уравнений состояний реальных газов и для добываемого природного или попутного нефтяного газа движущегося по промышленным газопроводам в условиях динамически неравновесного состояния.

- 2) Анализ существующих уравнений состояния реальных газов и каждого физического параметра, входящего в эти уравнения в отдельности, а также соответствие этих параметров реального газа, чтобы применять для системы «добычи, сбора, подготовки и транспортировки к потребителю» природного или попутного нефтяного газа. Уточнения причины неполного соответствия, существующих уравнений состояния реальных газов, позволяющей применять и для движущегося по промысловым газопроводам природных или попутных нефтяных газов с часто изменяющимися физическими параметрами и химическими свойствами в условиях динамически неравновесного состояния.
- 3) Освещается вопрос детального изучения уравнения состояния реальных газов, в т.ч. уравнения Клапейрона-Менделеева и поиски путей для применения этих уравнений на промыслах с целью проведения расчетов по определению всех физических параметров природного или попутного нефтяного газа в системе «добычи, сбор, подготовки и транспортировки к потребителю». Было установлено, что использования уравнения Клапейрона-Менделеева приводит к некоторым трудностям, из-за некоторых физических технологических параметров газа, которые не учтены в уравнении.

После долгих практических исследований работы системы «добыча, сбор, подготовка и транспортировка к потребителю», проведенных в течении 1980-2000г.г. с замером основных физических технологических параметров и определением в лаборатории химических свойств природного или попутного нефтяного газа сделан вывод о том, что требуются уточнения уравнения Клапейрона-Менделеева на основе практических исследований работы указанной системы. Многочисленные замеры (см. табл.1, 2 и 3) технологических параметров позволили внести в уравнение Клапейрона-Менделеева два новых коэффициента – относительной плотности и скорости движения газа по промысловым газопроводам в условиях динамически неравновесного состояния.

Иначе говоря, на физические и химические свойства природного или попутного нефтяного газа, а также на его объем, поставляемый к потребителю,

значительно влияют изменения технологических параметров $(P, V, T, \Delta, \bar{w}_\Delta)$. Поэтому требовалось учитывать эти параметры в усовершенствованном варианте уравнения состояния реального газа (36), которое предложено авторами Алиевым-Гурбановым.

Далее, используя практически замеренные данные и определенные в лаборатории плотности газа, без каких-либо трудностей в промышленных условиях определяется коэффициент сжимаемости ($Z_{П.Г.}$) по известной доступной методике расчетным путем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Л.Е.Стернин. Основы газовой динамики. – М.: «Вузовская книга», 2008, 332с.
2. Ю.П.Коротаев. Эксплуатации газовых месторождений. – М.: «Недра», 1975, 413с.
3. А.А.Смирнов. Транспорт и хранение газа. –Москва – Ленинград, Гостоптехиздат, 1950, 391с.
4. Г.Н.Абрамович. Прикладная газовая динамика. – М.: Наука, 1969, 824с.
5. Л.Д.Ландау, А.И.Китайгородский. Физика для всех. – М.: «Наука», М.: 1974, 391с.
6. М.А.Нечаев, П.Д.Васильев, И.Я.Котляр, Е.Н.Тихомиров. Справочник работника магистрального газопровода. –Л.: «Недра», 1966, 387с.
7. А.К.Дерцакян, Шпотаковский, В.Г.Волков и др. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. – Л.: «Недра», 1977, 519с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Полное энергетическое и динамически неравновесное состояние реальных газов	7
Выводы	53
Список литературы	56