

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра высоковязких нефтей и природных битумов**

**Kazan Federal University,**  
**Department of high-viscosity oils and natural bitumen**

**Влияние изменения состава и свойств попутного нефтяного газа**  
**Уренгойского месторождения на транспорт по магистральному**  
**газопроводу**

**Influence of composition and properties of associated petroleum gas from**  
**the Urengoyskoye field on transport through the main gas pipeline**

Аль-хамадани Мохаммед Салех, Al-Hamadani Mohammed Saleh<sup>a</sup>,

Гимаева Алина Рашитовна, Gimaeva Alina Rashitovna<sup>b</sup>

магистрант группы 03-018 <sup>a</sup>,

кандидат технических наук, доцент кафедры высоковязких нефтей и природных  
битумов <sup>b</sup>

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и  
нефтегазовых технологий, Казань, Россия

E-mail: mohammedmsn749@gmail.com <sup>a</sup>, argimaeva@yandex.ru <sup>b</sup>

**Аннотация:** Проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) – острая современная проблема нефтегазового сектора по причинам экономических, экологических и социальных потерь и рисков, особенно в условиях общемировых тенденций по переходу экономики на низкоуглеродный и энергоэффективный путь развития. Целью данного исследования является изучение влияния состава и свойств попутного нефтяного газа (ПНГ) на его транспорт по магистральному газопроводу. Для решения поставленных задач был проведен анализ научной и технической литературы, посвященной эксплуатации магистральных газопроводов в нефтегазовой отрасли на основе печатных и электронных источников. В ходе исследований был приведен анализ влияния состава и

свойств попутного нефтяного газа на методы его подготовки и транспортировки. Сделан вывод о влиянии компонентного состава попутного нефтяного газа и его свойств на методы транспортировки газа.

**Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, подготовка газа, метан, Уренгойское месторождение, газопровод.

**Abstract:** The problem of flaring associated petroleum gas (APG) is an acute modern problem in the oil and gas sector due to economic, environmental and social losses and risks, especially in the context of global trends in the economy's transition to a low-carbon and energy-efficient development path. The purpose of this study is to study the influence of the composition and properties of associated petroleum gas (APG) on its transport through the main gas pipeline. To solve the set tasks, an analysis of the scientific and technical literature on the operation of main gas pipelines in the oil and gas industry was carried out on the basis of printed and electronic sources. In the course of the research, the paper analyzes the effect of the composition and properties of the associated petroleum gas (APG) on methods of preparation and transportation. It was concluded that the impact of component composition of the associated petroleum gas and its properties on the methods of transportation.

**Keywords:** associated gas, the preparation of gas, methane, Urengoyskoye field, gas pipeline.

### **Введение (Introduction)**

Нефтяной попутный газ не является стандартизованным сырьем и всегда имеет индивидуальные характеристики на каждом отдельном месторождении, которые также не являются постоянными и меняются в процессе извлечения из недр ввиду воздействия множества причин (изменение технологического режима, изменение пластового давления,

изменение газового фактора и свойств добываемой скважинной жидкости, подключение новых скважин и др.).

В последние годы резко обострился интерес мирового энергетического, экологического и делового сообщества к проблеме утилизации попутного газа, как из-за экологических, так и финансовых соображений. С одной стороны, сжигание попутного газа в факелах дает около 1% всех мировых выбросов парникового углекислого газа. С другой – это уничтожение ценных невозобновляемых природных ресурсов.

Попутный нефтяной газ представляет собой смесь различных газообразных и жидких углеводородов, начиная от метана и заканчивая его гомологами вплоть до  $C_{10}$ , а также неуглеводородных газов ( $H_2S$ ,  $N$ ,  $He$ ,  $CO_2$ , меркаптанов) и других веществ. С каждой последующей ступенью сепарации выделяющийся газ становится более плотным (иногда даже более  $1700 \text{ г/м}^3$ ) и калорийным (до  $14000 \text{ ккал/м}^3$ ). Попутный нефтяной газ по «жирности» классифицируется в зависимости от содержания  $C_{3+}$ ,  $\text{г/м}^3$ , следующим образом [1]:

тощий.....	менее 100;
средний.....	от 101 до 200;
жирный.....	от 201 до 350;
особо жирный...	более 351.

Попутный нефтяной газ является важным сырьем для энергетики и химической промышленности. ПНГ имеет высокую теплотворную способность, но его использование в энергогенерации затрудняется нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку («осушку») газа. В нефтехимической промышленности содержащиеся в ПНГ метан и этан используются для производства мономеров пластических масс и каучука, а более тяжелые элементы служат сырьем при производстве ароматических углеводородов, высокооктановых топливных присадок и сжиженных

углеводородных газов, в частности, сжиженного пропан-бутана технического [2].

### **Материалы и методы исследования (Materials and Methods)**

Поставленные цели и задачи исследования решались путем систематизации результатов проведенных статистических анализов и изучения опыта эксплуатации современных магистральных газопроводов, а также изучение особенностей перекачки попутного нефтяного газа на основе широкого спектра печатных и электронных источников. В ходе работы над темой исследования были привлечены находящиеся в открытом доступе нормативно-технические документы и международные стандарты, применяемые для эксплуатации газопровода. Теоретической и методологической основой проведенного исследования послужили научные труды зарубежных и отечественных ученых в области анализа влияния компонентного состава попутного нефтяного газа на технологии его дальнейшей переработки и транспорта.

Нефтяной газ содержит смесь легких углеводородов, которые выделяются на установках подготовки нефти при сепарации, добытой из скважин углеводородной продукции. При снижении давления на выходе из скважины газ отделяется от нефти. Его компонентный состав зависит от условий залегания нефтяных месторождений и варианта сепарации нефти. Главным компонентом нефтяного газа является метан. Наряду с ним в состав газа входят более тяжелые углеводороды от  $C_2$  до  $C_7$ , а также неуглеводородные компоненты: азот и оксид углерода. К основным физико-химическим параметрам нефтяного газа относятся молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху и др.

Средний состав ПНГ большинства источников, в % мас., выглядит следующим образом: метан – 60-65; этан – 6-12; пропан 8-14; изобутан (2-метилпропан) – 3-5; бутан – 3-5. Таким образом, около 90% газообразных

углеводородов содержится в обычной смеси газов. Около 5% углеводородов жидких – пентанов, гексанов, гептанов и их различных изомеров находятся в виде растворенных паров газовой смеси; около 4% приходится в среднем на примеси – азот, диоксид углерода, сероводород, гелий и другие неуглеводородные газы. Примесями являются также вода как жидкость, породы в твердом виде, гидратообразования и вода в виде льда, составляющие вместе не более 1% [3].

Таким образом, в целом ПНГ на 95% состоит из углеводородов и на 5% из нежелательных примесей. Но отклонения по различным источникам могут быть значительными, отличаясь от данного усредненного состава.

Разработаны различные классификаторы попутных нефтяных газов, предлагающие ряды от «сухих», «бедных» газов до «жирных», «богатых» по различным принципам оценки. Классификация необходима для определения состава сырья по отношению к предстоящему процессу – предполагаемому методу переработки с одной стороны, и эффективности метода выделения этого газа как продукта предыдущего процесса его образования – с другой.

### **Результаты (Results)**

Рациональное использование попутного нефтяного газа может проводиться только на нефтехимических заводах, но транспортировать ПНГ без предварительной подготовки невозможно. Для этого на месторождениях применяются специальные технологии.

Для газа, принимаемого к транспортировке по трубопроводному транспорту, существуют технические требования, регламентирующие его состав. Наиболее частым несоответствием характеристик газа, предъявляемым требованиям, является превышение точки росы газа по углеводородам и влаге.

На сегодняшний день множество мелких, средних и крупных месторождений остаются неосвоенными или слабо освоенными именно из-

за высоких капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с подготовкой газа к транспортировке. Проблема осушки газа (в первую очередь от влаги, что затрудняет утилизацию попутного нефтяного газа на месте) существует также при заборе газа из подземных хранилищ.

В пределах одного месторождения с течением времени свойства попутного нефтяного газа могут существенно различаться, что может оказать непосредственное влияние на методы подготовки и транспортировки газа.

Режим работы газопровода определяется комплексом технологических и экономических параметров, основные из которых — количество транспортируемого газа и давление в начале и конце каждого участка. Оптимальным считается такой технологический режим, при котором обеспечиваются полная проектная загрузка газопровода, заданные начальные и конечные давления и наименьший расход топлива, электроэнергии и реагентов.

При определении количества газа, которое можно транспортировать по газопроводу, различают годовой расход газа и пропускную способность газопровода.

Годовой расход газа по газопроводу – это количество газа, приведенного к стандартным условиям (20°C и 0,1013 МПа), которое транспортируют по газопроводу за год [4].

Пропускная способность газопровода — это максимальное количество газа, приведенного к стандартным условиям, которое можно транспортировать по газопроводу в единицу времени (обычно в сутки) при максимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Расчетная пропускная способность газопровода, необходимая для обеспечения заданного годового расхода, определяется по формуле

$$Q = \frac{Q_{\text{год}}}{(365 K_{\text{год}})}, \quad (1)$$

где  $Q$  – пропускная способность газопровода, млн м<sup>3</sup>/сут;

$Q_{\text{год}}$  –годовой расход газа по газопроводу, млн м<sup>3</sup>/год;

$K_{\text{год}}$  – среднегодовой коэффициент неравномерности потребления газа, равный в среднем 0,75 – 0,85.

Зависимость пропускной способности газопровода от его параметров и физических свойств транспортируемого газа можно выразить формулой:

$$Q = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot D_{\text{вн}}^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\Delta \cdot \lambda \cdot Z_{\text{CP}} \cdot T_{\text{CP}} \cdot \ell}}, \quad (2)$$

где  $Q$  – пропускная способность газопровода, млн м<sup>3</sup>/сут;

$P_H$  и  $P_K$  – давления соответственно в начале и в конце газопровода, МПа;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода (для нефтяного газа он равен 0,013- 0,025);

$\Delta$  – относительная плотность газа по воздуху;

$Z_{\text{CP}}$  – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа;

$T_{\text{CP}}$  – средняя по длине газопровода температура газа,

$L$ – длина газопровода, км.

Используя данные работы [5], и учитывая изменения состава и свойств попутного нефтяного газа Уренгойского месторождения с 1990 по 1995 год (табл. 1), был проведен расчет магистрального газопровода, для перекачки  $Q_{\Gamma} = 23$  млрд м<sup>3</sup>/год протяженностью  $L = 110$  км.

Таблица 1

### Изменение состава попутного нефтяного газа

Компонент	Содержание, % об.	
	1 состав (Уренгойское месторождение, 1990 г.)	2 состав (Уренгойское месторождение, 1995 г.)
СН <sub>4</sub>	95,16	97,9
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	1	0,1
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	0,33	0,03
С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,07	0,02

C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,03	0,05
CO <sub>2</sub>	0,4	0,3
N <sub>2</sub>	3	1,7

Средняя температура грунта на глубине заложения оси газопровода составляет  $T_0=275\text{K}$ , средняя температура воздуха  $T_{\text{возд}}=281\text{K}$ . Газопровод прокладывается в смешанных грунтах ( $K_{\text{ср}}=1 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{K})$ ).

Результаты теплового и гидравлического расчета участка газопровода между двумя компрессорными станциями представлены в табл.2.

Таблица 2

### Результаты теплового и гидравлического расчета линейного участка газопровода

Показатели	Попутный нефтяной газ	
	1 состав (Уренгойское месторождение, 1990 г.)	2 состав (Уренгойское месторождение, 1995 г.)
Конечное давление $p_K$ , МПа	5,24	5,13
Среднее давление $p_{\text{ср}}$ , МПа	6,33	6,27
Приведенная температура $T_{\text{пр}}$	1,49	1,51
Приведенное давление $p_{\text{пр}}$	1,39	1,38
Теплоемкость газа $C_p$ , кДж/(кг·К)	2,73	2,73
Коэффициент Джоуля-Томпсона $D_i$ , К/МПа	3,59	3,65
Параметр $a_t$	0,012	0,012
Средняя температура $T_{\text{ср}}$ , К	295	292,15
Средний коэффициент сжимаемости $Z_{\text{ср}}$	0,87	0,88
Динамическая вязкость газа $\mu$ , Па·с	$1,34 \cdot 10^{-5}$	$1,41 \cdot 10^{-5}$
Число Рейнольдса $Re$	$7,3 \cdot 10^6$	$7,1 \cdot 10^6$
Коэффициент сопротивления трения $\lambda_{\text{тр}}$	0,0078	0,0113
Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda$	0,0091	0,01316
Конечное давление $p'_K$ , МПа	4,06	4,16
Относительная погрешность по давлению, %	0,1	0,11

#### Дискуссия (Discussion)

Основное внимание необходимо уделить количеству транспортируемого газа и давления в начале и конце каждого участка. По результатам расчета:



- на 1990 год получились следующие результаты:  $Q_{\Gamma} = 23$  млрд м<sup>3</sup>/год,  $P_{\text{н}}=7,3012$  МПа,  $P_{\text{к}}=5,03$  МПа.
- на 1995 год: годовой грузооборот  $Q_{\Gamma} = 23$  млрд м<sup>3</sup>/год, начальное давление  $P_{\text{н}}=7,3012$  МПа, конечное давление  $P_{\text{к}}=5,13$  МПа.

Сравнивая конечное давление, полученное в результате расчетов за 1990 и 1995 гг., получаем, что давление в конце участка газопровода за 5 лет увеличилось на 0,1 МПа.

Так же был произведен тепловой и гидравлический расчет участка газопровода для этих составов ПНГ между двумя компрессорными станциями (см. табл. 2).

Расчеты показали, что с уменьшением метана и увеличением более тяжелых фракции конечное давление уменьшается, что приводит к изменениям режимов работы ГПА и необходимостью постоянного мониторинга состава ПНГ и соответственно контроля режимов работы оборудования.

Анализируя выполненные расчеты, можно сделать вывод, что компонентный состав газа оказывает непосредственное влияние на методы транспортировки газа, и необходимо постоянно вводить корректировки в режимы работы газопровода для его нормальной работы, что может обеспечиваться исходя из возможности используемых ГПА.

### **Заключение (Conclusions)**

Таким образом, при наличии значительных запасов попутного нефтяного газа его можно транспортировать к местам переработки, используя установленное оборудование, контролируя режимы его работы.

При малых запасах попутного нефтяного газа необходимо проводить экономическую оценку транспортировки и при положительном решении транспортировать газ по трубопроводу с учетом изменения его свойств. Если транспортировка газа по экономическим показателям неэффективна,

то необходимо принимать решение по использованию попутного нефтяного газа на местах добычи [6].

Тем не менее, необходимо отметить, что проблема использования ПНГ, присущая всем нефтедобывающим странам, в России давно уже стала особенно острой ввиду мирового лидерства по объему сжигания ПНГ и целого ряда исторически сложившихся причин (отсутствия инфраструктуры, доступа к рынкам сбыта, необъективной цены на ПНГ и др.), не позволяющих простыми, односторонними и быстрыми способами ее решить.

В современной ситуации последствия сжигания НПП проявляются в прямых потерях ценного углеводородного сырья, в упущенных выгодах государства, связанных с недополучением газохимической продукции. Сжигание НПП приводит к ухудшению состояния окружающей среды [7] в районах нефтедобычи и условий проживания там людей.

### **Благодарности (Acknowledgements)**

Авторы подтверждают, что представленные данные не содержат конфликта интересов.

### **Список литературы (References):**

1. ТУ 0271-016-00148300-2005. Газ нефтяной попутный, подлежащий сдаче потребителям: принят 23.11.2005; действ. с 23.03.2005. М., 2005. URL: <http://www.docum.ru/tu.asp?id=374350> (дата обращения 01.10.2021).
2. Бараз В.И. Добыча нефтяного газа. М.: Недра, 1983. 252 с.
3. Шейх-Али Д.М. Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений. Уфа, БашНИПИнефть, 2001. 140 с.
4. Нечваль А.М. Технологический расчет магистрального газопровода. Уфа, изд-во УГНТУ, 2011. 14 с.

5. Филиппов А.В. Попутный нефтяной газ – «попутка» или ценный ресурс. Нефть, газ и бизнес. 2009. №12. С.29-31.
6. Гимаева А.Р., Хасанов И.И. Перспективные методы утилизации попутного нефтяного газа на морских платформах // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 2. С. 14-18.
7. Шобик Н.А., Гимаева А.Р. Выбор способа транспортировки углеводородов, добываемых с шельфа арктических морей // Природные энергоносители и углеродные материалы. 2021. №2. С. 1-16.