

На правах рукописи

**ФОМИНЫХ ОЛЕГ ВАЛЕНТИНОВИЧ**

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ УЧЕТА  
ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ  
И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
доктора технических наук

Тюмень – 2020

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет».

- Научный консультант: **Леонтьев Сергей Александрович**,  
доктор технических наук, профессор
- Официальные оппоненты: **Федоров Вячеслав Николаевич**,  
доктор технических наук, профессор,  
эксперт ООО «Башнефть-Петротест»
- Федоров Константин Михайлович**,  
доктор физико-математических наук, профессор,  
старший эксперт ООО «Тюменский нефтяной  
научный центр»
- Шпуров Игорь Викторович**,  
доктор технических наук,  
генеральный директор Федерального бюджетного  
учреждения «Государственная комиссия по  
запасам полезных ископаемых»
- Ведущая организация: Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Сибирский федеральный университет»  
(г. Красноярск)

Защита диссертации состоится 15 декабря 2020 года в 15.00 часов на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.05, по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29, ауд.345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» ([www.pstu.ru](http://www.pstu.ru)).

Автореферат разослан 15 октября 2020 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.05,  
кандидат технических наук, доцент

Пономарева И.Н.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность темы.**

Изменение фазового состояния флюидов сопровождается технологические процессы как на начальных, так и на заключительных стадиях разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, что, преимущественно, обусловлено термобарическими условиями зон локализации исследуемых углеводородных смесей. Фазовые переходы углеводородов оказывают влияние разнонаправленного характера на технологические процессы добычи и подготовки нефти к транспорту: от увеличения объемов подготовленной нефти вследствие сохранения в ней легких фракций, до снижения коэффициента извлечения ввиду разгазирования нефти в пластовых условиях.

В этой связи для обеспечения качественного прогнозирования уровней добычи углеводородов с учетом объема каждой фазы необходима достоверная оценка распределения компонентов углеводородной системы между жидкой и газовой фазами при изменении термобарических условий их существования.

Опыт применения модифицированных уравнений состояния при описании фазового поведения углеводородных систем показывает, что используемые зависимости имеют наименьшую погрешность при определенных термобарических условиях, так как, преимущественно, предусматривают использование констант фазового равновесия для расчета распределения компонентов между фазами. В этой связи, например, для низких давлений, характерных для систем подготовки нефти, при решении оптимизационных задач, направленных на сохранение в нефти легких фракций при соблюдении других требований к качеству продукции, возможным представляется использование упрощенных решений и соответствующих методов расчета констант фазового равновесия. Повышение достоверности учета извлекаемых запасов углеводородов по видам полезных ископаемых (нефть, попутный газ) в конечном итоге приводит к эффективным управленческим решениям при проектировании разработки и обустройства месторождений. От объема извлекаемых запасов растворенного газа и уровней его добычи зависит выбор рациональных технологий его использования. Расчеты параметров этих технологий основываются на применении уравнений состояния и констант фазового равновесия.

Одним из важнейших этапов обоснования выбора технологии рационального использования попутного нефтяного является комплексная оценка применимости известных решений для месторождений с учетом их индивидуальных геолого-технологических характеристик, в том числе свойств и уровней добычи. При малых объемах запасов растворенного газа актуальными становятся обоснование и разработка энергосберегающих технологий, предусматривающих, в первую очередь, использование инновационных технических средств, позволяющих повысить эффективность подготовки

попутного нефтяного газа для дальнейшего использования. При этом актуальным следует считать разработку методики оценки их применимости для рассматриваемых условий, построенной на основании простых вычислений параметров подготовленного газа в зависимости от его свойств.

В условиях выработки запасов из трехфазных залежей, следует учитывать, что углеводородные газы растворяются не только в нефти, но и в пластовых водах, однако результаты выполненных ранее исследований не позволяют производить количественную оценку влияния этого процесса на разработку месторождения в целом. При наличии в залежах углеводного газа в свободном состоянии неизбежен его прорыв к забоям добывающих скважин, что приводит к увеличению объемов его добычи. При этом существующие в настоящее время решения учета добычи газа и разделения его по источникам не позволяют выполнить достоверную оценку вклада каждого источника в общий объем добычи, а высокие значения пластовых давлений обуславливают необходимость совершенствования и адаптации уравнений состояния с целью разработки методик учета влияния фазовых переходов.

Таким образом, разработка научно-методических основ учета фазовых переходов углеводородов с использованием известных уравнений состояния с определением областей их эффективного применения для решения рассматриваемых в работе прикладных задач позволяет повысить качество проектирования разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

#### **Степень разработанности темы исследования.**

Исследованиям в области фазовых переходов, разработке способов определения физических свойств отдельных углеводородов и их смесей при различных термобарических условиях посвящены работы таких ученых, как А. И. Брусиловский, Д. Л. Катц, А. Ю. Намиот, Т. Д. Островская, Д. Пенг, Д. Б. Робинсон, А.И. Пономарев, Г. Соаве, М. Б. Стендинг, Г. С. Степанова, Г. Ф. Требин, А. И. Хазнаферов, Д. М. Шейх-Али, В. И. Шилов, А. С. Эйгенсон.

В работах Н. Н. Андреевой, В. П. Тронова, А. А. Коршака, М. Д. Валеева, М. Ю. Тарасова, Л. Н. Духневича, С. А. Леонтьева, А. А. Хамухина, Ю. Н. Савватеева рассмотрены проблемы рационального использования попутного газа, установлены причины и предложены способы снижения потерь углеводородов, а также представлены решения оптимизационных задач в области подготовки скважинной продукции.

Обоснованию применения методик подсчета запасов углеводородов, способов определения параметров и оценки влияния технологий разработки месторождений на извлекаемые запасы посвящены работы М. А. Жданова, А. Б. Кряквина, Р. И. Медведского, И. Т. Мищенко.

Однако, значительный объем выполненных исследований по изучению свойств углеводородных систем в различных условиях, динамики их изменения в

процессе разработки месторождений, сбора и подготовки скважинной продукции не позволяет комплексно использовать существующие знания на всех стадиях разработки месторождений. В этой связи проблема разработки научно-методических основ учета влияния фазовых переходов углеводородов на стадии проектирования разработки и в процессе эксплуатации месторождений требует глубокой проработки.

**Целью работы** является решение важной научно-технической проблемы – повышение качества и достоверности оценки объемов добываемых углеводородов посредством учета особенностей протекания фазовых переходов при проектировании разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие **основные задачи исследования**:

1. Разработка метода определения констант фазового равновесия для решения оптимизационных задач в процессах подготовки нефти к транспорту.

2. Обоснование методики учета влияния особенностей реализуемой на промысле технологии подготовки нефти на величину извлекаемых запасов растворенного газа, и разработка метода расчета предельного газосодержания нефти с использованием предложенного метода определения констант фазового равновесия.

3. Разработка методики расчета температуры точки росы для последующего использования при обосновании параметров рабочих процессов энергосберегающей технологии, характеризующейся эффективным использованием попутного нефтяного газа, с применением жидкостно-газовых эжекторов и трехпоточной вихревой трубы.

4. Обоснование выбора метода расчета параметров углеводородной смеси при пластовых термобарических условиях, и разработка научно-методических основ определения источников поступления попутного нефтяного газа при эксплуатации месторождений с пластовыми давлениями, близкими к давлениям насыщения.

5. Определение закономерностей процессов растворимости углеводородных газов в пластовой воде, разработка методики разделения добываемого попутного газа на газ, растворенный в пластовых условиях в воде и нефти, и разработка методики учета их объема при мониторинге выработки запасов.

**Объект исследования** – физические свойства многофазных углеводородных смесей при различных термобарических условиях при проектировании разработки и эксплуатации месторождений.

**Предмет исследования** – методология учета фазовых переходов углеводородов при изменении термобарических условий.

**Научная новизна выполненной работы.**

1. Научно обосновано, что в диапазоне давлений, характерном для эксплуатации систем подготовки скважинной продукции месторождений углеводородов, для расчета констант фазового равновесия применимо совместное решение уравнений Рауля и Дальтона с использованием уравнения Антуана для определения давления насыщенных паров рассматриваемых компонентов.

2. Разработана методика расчета газосодержания, позволившая определить интервалы вариации извлекаемых запасов растворенного газа, меняющиеся при оптимизации давления, температуры и количества ступеней сепарации на стадии подготовки скважинной продукции к транспорту.

3. Разработана методика определения температуры точки росы подготавливаемого попутного нефтяного газа по энергосберегающей технологии в зависимости от его плотности при давлениях до 1 МПа, позволяющая рассчитывать режимы работы и выполнять оценку применимости технологической схемы, обеспечивающего эффективное использование растворенного газа с использованием жидкостно-газовых эжекторов и трехпоточной вихревой трубы.

4. Разработана методика разделения объема добываемого попутного нефтяного газа на газ, находящийся в пластовых условиях в свободном состоянии и газ, растворенный в нефти.

5. Разработаны методика расчета объема углеводородного газа, растворенного в пластовой воде, и алгоритм определения количества добываемого попутного газа, растворенного в пластовых условиях в нефти.

**Теоретическая значимость исследования**

1. Установлено и подтверждено экспериментальными данными, что для расчета давления насыщенных паров углеводородов использование уравнение Антуана в совместном решении уравнений Рауля и Дальтона позволяет выполнять расчет констант фазового равновесия при давлениях до 1 МПа.

2. Доказана и подтверждена экспериментальными данными возможность определения газосодержания нефти аналитическим методом с использованием алгоритма расчета сепарации и разработанного метода определения констант фазового равновесия.

3. Определены факторы, влияющие на параметры подготавливаемого в трехпоточных вихревых трубах попутного нефтяного газа, для предлагаемой технологической схемы подготовки газа разработан методика определения температуры точки росы подготавливаемого попутного нефтяного газа в зависимости от его давления и плотности.

4. На основе выполненной модернизации известных методов моделирования начального фазового состояния нефтяных залежей с газовой шапкой и выполненных лабораторных исследований разработана методика разделения

количества добываемого попутного нефтяного газа на объемы свободного и растворенного газа.

5. Аналитически выявлены и экспериментально подтверждены доказательства влияния растворимости газа в пластовой воде на объем и свойства добываемой скважинной продукции, что позволило разработать методику разделения объема попутного нефтяного газа на газ, растворенный в пластовых условиях в воде и нефти.

#### **Практическая значимость исследования.**

1. Значительно повышена эффективность работы научно-технических центров при проектировании технологических параметров подготовки нефти и расчете потерь нефти от испарений за счет определения области эффективного применения разработанной методики определения констант фазового равновесия на основе совместного решения уравнений Рауля и Дальтона с использованием уравнения Антуана для расчета давления насыщенных паров.

2. Разработанная методика определения температуры точки росы подготавливаемого попутного нефтяного газа позволяет производить экспресс-оценку применимости разработанной технологии в зависимости от плотности газа, получаемого на ступенях сепарации, и выполнять расчеты технологических показателей работы оборудования.

3. Повышена достоверность учета движения запасов и эффективность выявления рисков образования техногенных газовых шапок за счет применения методики определения долей растворенного в нефти и свободно газа в общем объеме добываемого попутного нефтяного газа.

4. Разработаны методика расчета газосодержания нефти с использованием предложенного метода определения констант фазового равновесия, и методика оценки изменения газового фактора нефти в зависимости от принятой технологии ее подготовки и расчетный алгоритм определения количества растворенного в воде углеводородного газа, что позволяет значительно повысить качество принятия проектных решений по разработке месторождений. В частности, применение предложенных методик позволило уточнить технологические показатели разработки месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» (Западная Сибирь, Республика Саха (Якутия)) и оценить влияние процесса перераспределения легких углеводородных компонентов между водой и нефтью на изменение запасов.

#### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Совместное применение законов Рауля и Дальтона и уравнения Антуана (для расчета давления насыщенных паров компонентов смеси) позволяет достоверно определять константы фазового равновесия в диапазонах рабочих давлений до 1 МПа.

2. Возможность расчета газосодержания нефти аналитическим методом и необходимость учета термобарических условий подготовки добываемой нефти к

транспорту при оценке извлекаемых запасов растворенного газа.

3. Выявленная зависимость температуры точки росы от давления попутного нефтяного газа на входе в жидкостно-газовый эжектор.

4. Механизм разделения добываемого попутного нефтяного газа на газ, растворенный в пластовых условиях в нефти, и газ газовой шапки, находящийся в свободном состоянии.

5. Механизм учета влияния растворенного в воде газа на количество и свойства добываемой продукции и разделения объема добываемого попутного нефтяного газа на газ, растворенный в пластовых условиях в воде и нефти.

#### **Апробация и реализация результатов исследования.**

Результаты диссертационной работы и ее основные положения докладывались и обсуждались на: Международной академической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (Тюмень, 2009 г.); Международном симпозиуме им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2009, 2010 гг.); Всероссийской научно-технической конференции «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири» (Тюмень, 2010 г.); научно-технических конференциях Тюменского отделения «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» (Тюмень, 2017–2020 гг.); научных семинарах кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета (Тюмень, 2009–2020 гг.).

#### **Публикации по теме исследования**

Основные результаты выполненных исследований отражены в 26 печатных работах, в том числе 23 в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, в трех монографиях.

#### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа изложена на 200 страницах машинописного текста, содержит 57 таблиц, 24 рисунка. Состоит из введения, пяти разделов, заключения, списка использованных источников из 207 наименований, приложений.

### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность работы, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна, теоретическая и практическая значимость диссертационной работы.

**В первом разделе** приведены результаты исследований фазового равновесия углеводородных систем и методов расчета констант фазового равновесия при различных давлениях.

Величина константы фазового равновесия показывает распределение компонентов системы между газовой и жидкой фазой в условиях их

термодинамического равновесия и представляет собой отношение мольной доли компонента в газе к мольной доли этого же компонента в жидкости:

$$K = \frac{y_i}{x_i}, \quad (1)$$

В результате анализа существующих решений для определения констант фазового равновесия установлено, что использование для расчета коэффициентов летучести, активности, фугитивности и т.п. позволяет учитывать отклонение свойств рассматриваемой системы от идеальных и не вносит принципиальных отличий в совместное решение уравнений Рауля и Дальтона. В этой связи выполнено сопоставление констант фазового равновесия (на примере гексана) на различных диапазонах давления и температуры, с применением нескольких методик расчета (рисунки 1, 2).

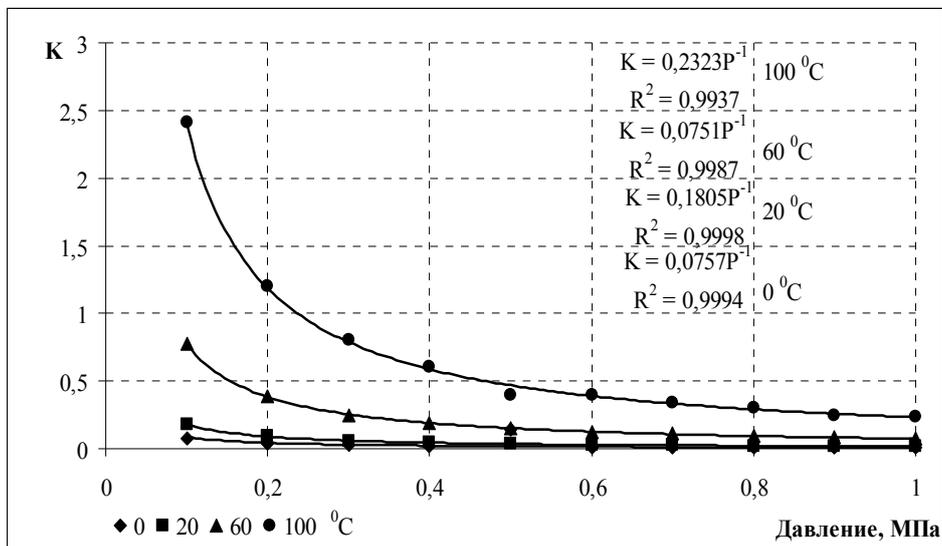


Рисунок 1 – Зависимость константы фазового равновесия от давления при различных температурах (уравнение Пенга – Робинсона)

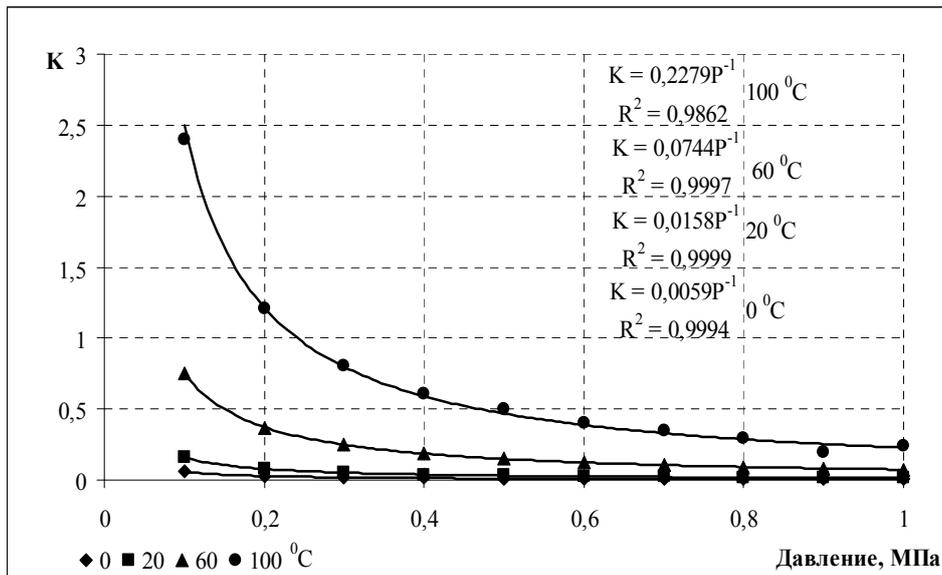


Рисунок 2 – Зависимость константы фазового равновесия от давления при различных температурах (Шервуд, Рид)

Аппроксимация зависимостей, представленных на рисунках 1 и 2, позволила представить зависимость констант от давления в следующем виде:

$$K = \frac{n}{P}, \quad (2)$$

где  $K$  – константа фазового равновесия;  $n$  – коэффициент, зависящий от температуры и молекулярной массы. Очевидно, что коэффициент  $n$  должен иметь размерность давления.

С целью определения значения коэффициента  $n$  применено совместное решение уравнений Рауля и Дальтона, которое имеет вид:

$$y_i = \frac{P_i}{P_c} \cdot x_i = K_i \cdot x_i \rightarrow K_i = \frac{P_i(T)}{P_c}, \quad (3)$$

где  $P_c$  – давление в системе, Па;  $P_i(T)$  – парциальное давление  $i$ -го компонента, Па.

Значение коэффициента  $n$  равно давлению насыщенного пара компонента при данной температуре. Для дальнейших расчетов принято ограничение давления в 1 МПа, характерного для систем промышленной подготовки нефти, а исследованиями, представленными в первом разделе диссертационной работы подтверждено, что в этих условиях смесь углеводородов подчиняется законам идеального газа.

Давление насыщенных паров определяется, как правило, экспериментально. Для некоторых компонентов, экспериментальное определение по которым указанного параметра невозможно, существует ряд расчетных методик, например, уравнение Антуана:

$$\ln P = A - \frac{B}{C + t}, \quad (4)$$

где  $A, B, C$  – коэффициенты, характерные для каждого углеводорода в определенных диапазонах температуры,  $t$  – температура,  $^{\circ}\text{C}$  (значения коэффициентов принимаются в соответствии с [Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. Свойства газов и жидкостей. Справочное пособие. 1982]).

Таким образом, выражение (4) для расчета константы фазового равновесия примет вид:

$$K = \frac{e^{A - \frac{B}{C + t}}}{P}, \quad (5)$$

Для оценки достоверности предлагаемой методики расчета констант фазового равновесия выполнено сравнение экспериментальных и расчетных данных. Экспериментальные данные получены разными аттестованными лабораториями при исследовании пластовых проб нефтей месторождений Западной Сибири (Саннинское, Западно-Сургутское и др.). Экспериментальные значения констант фазового равновесия определены как отношения мольных долей компонентов в газовой и жидкой фазе после разгазирования (по выражению (1)),

расчетные значения констант определены по выражению (5). Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные значения констант фазового равновесия

Компонент	Саннинское месторождение		Западно-Сургутское месторождение			Орехово-Ермаковское месторождение			Среднее значение $K_i$	$K_{iрас.}$	Погрешность
	АС <sub>11</sub>	БС <sub>4-1</sub>	БС <sub>1</sub>	БС <sub>2-3</sub>	БС <sub>10-11</sub>	БВ <sub>10</sub>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	ЮВ <sub>1</sub> <sup>2</sup>			
СН <sub>4</sub>	250,6	255,4	249,1	251,3	241,1	248,0	282,1	245,0	252,80	232,70	0,08
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	34,49	34,50	33,27	33,2	34,08	34,56	35,38	33,67	34,14	34,80	-0,02
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	9,15	8,47	8,13	7,73	8,49	8,49	10,69	8,51	8,71	8,80	-0,01
<i>i</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	2,70	3,12	2,91	2,81	3,08	3,01	3,44	2,99	3,01	2,95	0,02
<i>n</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	2,02	1,98	2,00	2,05	2,09	2,06	2,37	2,06	2,08	2,03	0,02
<i>i</i> -С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,71	0,77	0,75	0,73	0,78	0,77	0,82	0,77	0,76	0,75	0,02
<i>n</i> -С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,54	0,55	0,56	0,56	0,58	0,58	0,58	0,58	0,57	0,56	0,02

Как следует из таблицы 1, погрешность расчета не превышает 8 %. Отличия расчетных и экспериментальных значений констант фазового равновесия объясняется неполным установлением фазового равновесия при проведении экспериментальных исследований, исходя из общих условий фазового равновесия, сформулированных А. Ю. Намиотом, что обусловлено началом отвода газа из системы до установления равновесия между фазами.

Таким образом, доказано, что при значениях давления менее 1,0 МПа углеводородная смесь, даже содержащая неуглеводородные компоненты, подчиняется законам идеального газа. Данный вывод позволил разработать методику, позволяющую с высокой степенью достоверности определять значения констант фазового равновесия в интервалах низких давлений, характерных для технологических процессов систем сбора и подготовки скважинной продукции. Разработанная методика основана на совместном решении уравнений Рауля – Дальтона с расчетом давления насыщенных паров компонентов по уравнению Антуана.

**Второй раздел** диссертации посвящен исследованию влияния фазовых переходов углеводородов на величину извлекаемых запасов растворенного газа. Подсчет запасов предусматривает комплекс промысловых и лабораторных исследований, направленных на разработку объективных геологических моделей залежей в соответствии со степенью их изученности. При получении дополнительной информации о свойствах пластовых флюидов и результатов эксплуатации скважин возникает необходимость в переоценке запасов. Это актуально и для растворенного газа, так как уточнение фактической величины газового фактора требует изменения модели залежи, а достоверные данные о запасах растворенного газа, объемах газа газовой шапки, давления насыщения необходимы и для обоснования оптимальных технологических режимов работы добывающих скважин, и при выборе технологии рационального использования попутного нефтяного газа.

Согласно существующим требованиям, начальные геологические запасы растворенного в нефти газа ( $Q_{н.г.}$ ) определяются как произведение начального газосодержания ( $r_0$ ) на геологические запасы нефти ( $Q_{н.н.}$ ):

$$Q_{н.г.} = Q_{н.н.} \cdot r_0, \quad (6)$$

На стадии подсчета запасов при анализе физико-химических свойств нефти обязательным является определение газосодержания по ее глубинным пробам. Существуют аналитические методы решения указанной задачи, однако, для их практического применения необходим большой объем промысловых данных. В этой связи в работе предложена методика расчета газосодержания, основанная на существующей методике расчета сепарации газа от нефти. При ее практическом применении в качестве исходных данных достаточно использовать сведения о компонентном составе нефти в пластовых условиях. Разработанная методика позволяет определить истинное молярное газосодержание, которое, при необходимости, переводится в объемное или массовое. Для вычисления истинного молярного газосодержания необходимым является выполнение ряда последовательных вычислений.

Сначала рассчитывается покомпонентный состав газовой фазы, образующейся при снижении давления и температуры, по уравнению:

$$y'_i = \frac{z'_i K_i}{1 + (K_i - 1)N'}, \quad (7)$$

где  $z'_i$  – мольная доля  $i$ -го компонента в пластовой нефти;  $N'$  – мольная доля отгона.

Поскольку  $\sum_{i=1}^n y'_i = 1$ , то, в соответствии с формулой (7), получаем уравнение:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z'_i K_i}{1 + (K_i - 1)N'} = 1. \quad (8)$$

Уравнение (8) используется для определения методом итерации мольной доли отгона  $N'$ , при заданных параметрах: составе исходной смеси  $z'_i$ , давлении и температуре сепарации. Уравнения мольных концентраций составляются для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти. Путем итерации определяем такую величину  $N'$ , при которой выполняется условие:

$$\sum_{i=1}^n y'_i = 1. \quad (9)$$

После расчета получаем массовые и мольные балансы, а также мольную долю отгона, которая и является расчетной величиной истинного молярного газосодержания. Для оценки достоверности методики выполнено сравнение результатов расчета с экспериментальными данными (отношение молекулярной массы выделившегося газа к молекулярной массе пластовой нефти). Результаты расчета приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчета газосодержания по разработанной методике и экспериментальные данные

Компонент	Состав газа, молярная концентрация %			
	Саннинское месторождение		Каменное месторождение	
	Расчет	Эксперимент	Расчет	Эксперимент
CO <sub>2</sub>	0,34	0,35	0,63	1,11
N <sub>2</sub>	0,81	0,88	0,48	0,58
CH <sub>4</sub>	43,61	47,3	55,78	38,40
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	13,32	14,68	10,55	13,18
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	18,83	20,60	12,25	22,27
изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,58	2,33	2,60	5,36
н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	8,22	7,23	5,93	11,58
изо-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,54	1,45	1,19	3,27
н-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,94	1,85	1,54	4,25
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> <sup>+</sup>	8,81	3,33	9,09	0
Молекулярная масса	35,99	32,01	32,60	26,46
Газосодержание, %	18,40	21,20	15,60	16,46
Погрешность, %	4,09		5,76	

Аналогичные расчеты проведены для нефтей Орехово-Ермаковского, Западно-Сургутского, Угутского и Краснотенинского месторождений, и во всех случаях погрешность расчета не превысила 6 %, что подтверждает достоверность разработанной методики расчета газосодержания.

Известно, что существующая неопределенность с понятиями «газосодержание» и «газовый фактор» приводит к подмене этих понятий, в том числе в проектных документах. Принято считать, что газовый фактор – это объем газа, приведенный к нормальным условиям, выделившийся из единицы массы при однократном разгазировании при стандартных условиях. В предыдущих разделах диссертации показано, что газовый фактор – это величина непостоянная, и зависит не только от изменения термобарических условий залежи в процессе разработки, но и от принятой технологии промышленной подготовки скважинной продукции. Еще более сложным является пересчет газового фактора в пластовые условия и оценка влияния его величины на запасы нефти. Это связано с тем, что под действием одного и того же градиента давления выделившийся в пласте свободный газ движется по поровому пространству быстрее нефти. И при превышении пластового давления над давлением насыщения часто наблюдаются случаи, когда на один кубический метр добытой нефти приходится значительно больший объем добытого газа, чем было его растворено в кубическом метре нефти в пластовых условиях.

На величину текущего газового фактора значительное влияние оказывает принятая технология подготовки нефти. Таким образом, оптимизация термобарических условий сепарации, направленная на снижение объема сепарируемого газа и увеличение содержания в нефти широкой фракции углеводородов, приводит к изменению объемов извлекаемых запасов растворенного газа. Для количественной оценки таких изменений в диссертации рассмотрены компонентные составы потоков попутного нефтяного газа, выделившихся на первой и второй ступенях сепарации, определенные с использованием известных методик расчета процессов подготовки скважинной продукции. Расчеты выполнены применительно к месторождениям ПАО «Газпромнефть». Результаты вычислительных экспериментов по оценке влияния изменения условий сепарации на конечную величину газового фактора представлены на рисунке 3.

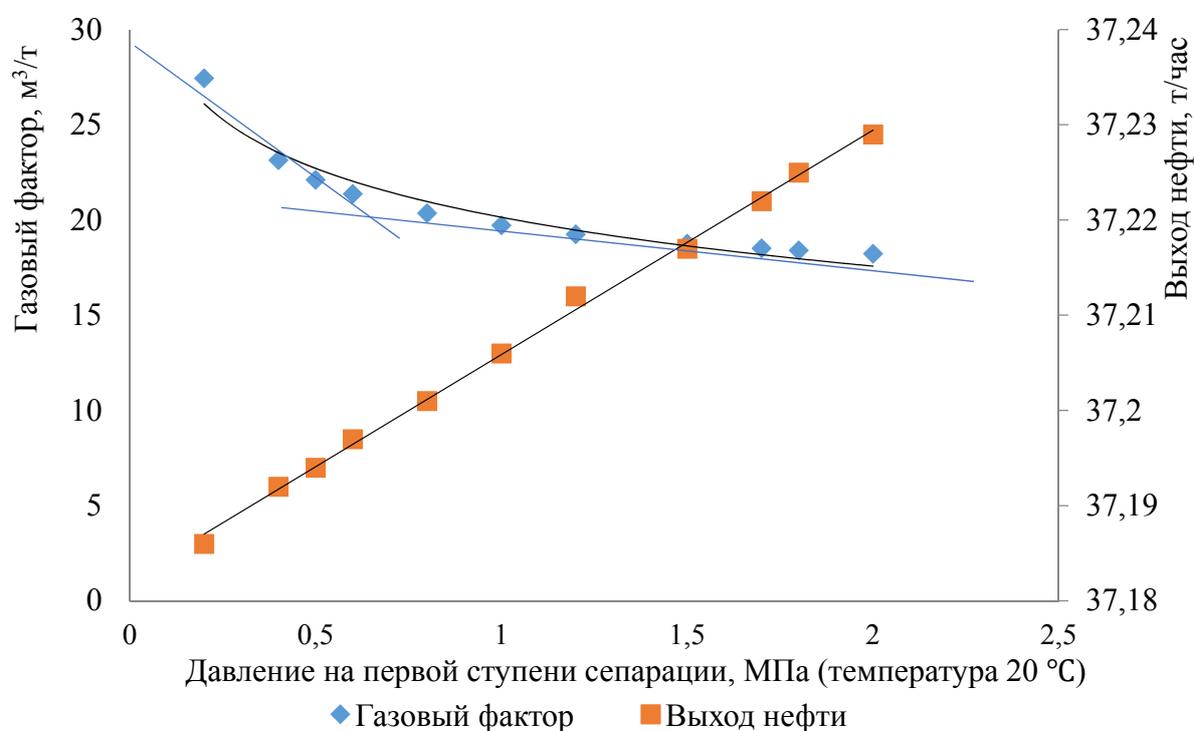


Рисунок 3 – Зависимость газового фактора от давления при температуре 20 °С на первой ступени сепарации (пласт Ю<sub>3-4</sub>, Кальчинское месторождение)

При аппроксимации полученных графических зависимостей получен ряд уравнений. Уравнение для газового фактора имеет вид:

$$\text{ГФ} = 20,027 \cdot X \cdot P^{-0,169}, \quad R^2 = 0,9718, \quad (10)$$

где ГФ – газовый фактор, м³/т;  $P$  – давление сепарации, МПа,  $X$  – пересчетный коэффициент, равный  $10^{-6} \cdot \text{м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{т})$ .

Уравнение для нефти имеет вид:

$$Q = 0,0236 \cdot Z \cdot P + 37,182, \quad R^2 = 0,998, \quad (11)$$

где  $Q$  – выход нефти, т/час;  $P$  – давление сепарации, МПа;  $Z$  – пересчетный коэффициент, равный  $10^{-6} \cdot \text{м}^3 / (\text{Па} \cdot \text{час})$ .

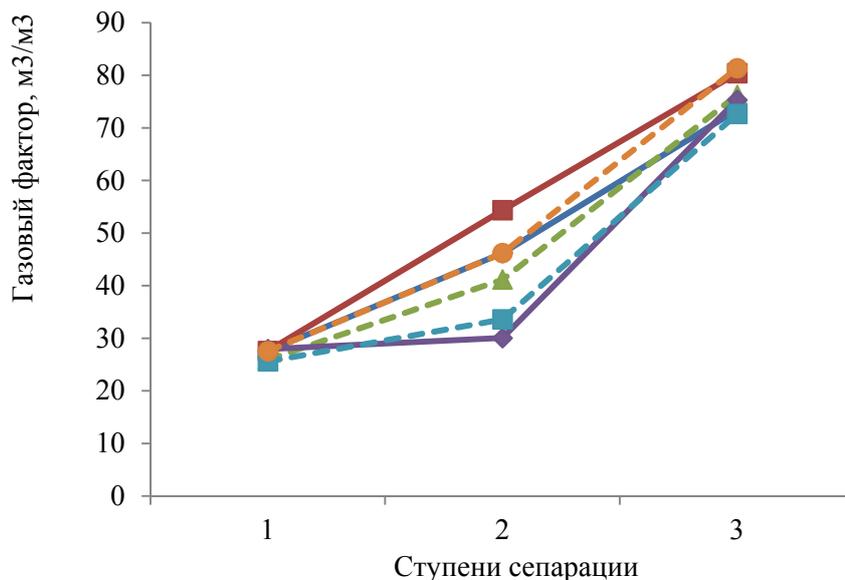
С уменьшением перепада давления на ступенях сепарации происходит увеличение выхода нефти и снижение получаемого газового фактора, что подтверждается данными, представленными в работах многих отечественных специалистов. В этой связи процессы оптимизации условий подготовки нефти в работе подробно не анализируются. Точка резкого изменения газового фактора на рисунке 3 соответствует давлению насыщения рассматриваемой углеводородной смеси при заданной температуре. Таким образом обосновано, что величина газового фактора, принятая при подсчете запасов, не соответствует фактически получаемым на промысле значениям, следовательно, запасы растворенного газа нуждаются в корректировке в зависимости от принятой технологии подготовки нефти.

Для количественной оценки влияния технологии промышленной подготовки нефти на величину газового фактора и извлекаемые запасы растворенного газа выполнена серия вычислительных экспериментов для нескольких вариантов термобарических условий подготовки нефти (таблица 3) в диапазоне возможного регулирования режимов работы сепараторов.

Таблица 3 – Варианты термобарических условий сепарации

Термобарические условия	Базовый вариант	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5
I ступень						
$t, ^\circ C$	20	20	30	20	25	40
$P, \text{МПа}$	0,7	0,2	0,8	0,6	0,8	0,3
II ступень						
$t, ^\circ C$	20	30	30	20	25	40
$P, \text{МПа}$	0,4	0,2	0,5	0,4	0,5	0,2
III ступень						
$t, ^\circ C$	20	30	30	20	25	40
$P, \text{МПа}$	0,1	0,1	0,2	0,2	0,4	0,1

В результате выполнения расчетов по вариантам, представленным в таблице 3, построен график (рисунок 4), характеризующий изменение газового фактора по ступеням сепарации.



Варианты оптимизации: —◆— Базовый —■— 1 —▲— 2 —◆— 3 —■— 4 —○— 5

Рисунок 4 – Изменение газового фактора по ступеням сепарации

Наибольшее влияние на суммарную величину газового фактора оказывают термобарические условия второй ступени сепарации, так как от перепада давления и температуры между первой и второй ступенью зависит массовая доля отгона легких компонентов. Отрицательная величина изменения газового фактора указывает на снижение объема газа, поступающего из сепараторов, как следствие, увеличивается выход нефти, снижается ее плотность, происходит увеличение давления насыщенных паров. В этой связи при оптимизации процесса сепарации необходимо учитывать, что, кроме снижения содержания широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в отгоняемом газе, имеет место изменение давления насыщенных паров (ДНП) подготовленной нефти. Изменение величины газового фактора может быть весьма существенным, что, в свою очередь, обуславливает изменение извлекаемых запасов растворенного газа. Этот фактор необходимо учитывать при проектировании технологии использования растворенного газа на всех стадиях формирования инфраструктуры промысла.

Величина газового фактора по ступеням сепарации может отличаться от базового варианта, как в большую, так и в меньшую сторону, и соответственно, объемы извлекаемых запасов растворенного газа также будут нуждаться в корректировке.

На основании разработанной методики и выполненных расчетов проведена оценка изменения извлекаемых запасов растворенного газа (таблица 4) в зависимости от варианта оптимизации термобарических условий подготовки нефти. Следует отметить, что рассматриваемая методика учета влияния термобарических условий сепарации на величину газового фактора применима лишь для залежей, в которых на момент окончания разработки пластовое давление выше давления насыщения.

Таблица 4 – Результаты расчета газового фактора после оптимизации режимов работы сепараторов

№ п/п	Объекты, месторождения	Принятый при подсчете запасов газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Минимальный расчетный газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Изменение газового фактора, %	Вариант оптимизации	Изменение запасов растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>
1	БВ <sub>3</sub> <sup>0</sup> Новогоднее	114	69,13	39,30	3	4,76
2	БВ <sub>3</sub> <sup>1</sup> Новогоднее	114	72,05	36,80	3	290,17
4	Ю <sub>2</sub> Новогоднее	372	64,32	82,71	4	1495,32
5	Ю <sub>1</sub> Фестивальное	276,8	69,30	74,96	4	3609,05
6	БС <sub>10</sub> <sup>0</sup> Северо-Конитлорское	59	51,36	12,95	2	1,45
7	БС <sub>10</sub> <sup>2</sup> Северо-Конитлорское	49	68,50	-39,80	4	-30,01
8	ЮС <sub>0</sub> <sup>2</sup> Северо-Конитлорское	70	72,64	-3,81	4	-0,66
9	Ач <sub>2</sub> Северо-Конитлорское	70	74,66	-6,66	4	-2,38
11	Ю <sub>3</sub> Кальчинское	74,56	81,07	-8,73	4	-0,13

Анализ возможных изменений величин извлекаемых запасов растворенного газа свидетельствуют о том, что они связаны с изменением термобарических условий подготовки нефти. Оптимальные режимы работы сепараторов позволяют добиться снижения доли отгоняемого газа при сохранении заданной величины давления насыщенных паров нефти до 40 %. Что дает возможность корректно выполнить обоснование извлекаемых запасов растворенного газа при сложившихся на месторождениях системах подготовки нефти и выбрать оптимальную технологию его рационального использования.

**В третьем разделе** представлены результаты исследований, направленных на разработку технологии рационального использования попутного газа, и выполнено обоснование методики расчета температуры точки росы при подготовке ПНГ с использованием вихревых труб.

В предыдущих разделах диссертационной работы показано, что величина извлекаемых запасов растворенного газа может варьировать в значительном диапазоне, что связано как с изменением термобарических условий в процессе разработки залежи, так и с принятой технологией подготовки скважинной продукции. В работе продемонстрировано, что наиболее экономически эффективным методом утилизации ПНГ является его переработка и утилизация в

магистральные газопроводы совместно с природным газом. Требования к параметрам газа для транспорта потребителю по магистральным газопроводам установлены СТО Газпром 089-2010, для промышленного и коммунально-бытового назначения ГОСТ 5542-2014, согласно которым газ должен иметь ограничения по температуре точки росы, по содержанию механических примесей, сернистых соединений. Подготовка ПНГ до требований, предъявляемых к природному газу (газу газовых месторождений), особенно с применением энергосберегающих технологий, позволит в значительной степени увеличить объем рационального использования ПНГ.

Для обеспечения подготовки ПНГ до требований, предъявляемых к газу, предназначенному для транспортировки по магистральным газопроводам, разработан способ ступенчатого компримирования ПНГ жидкостно-газовыми эжекторами, в которых в качестве рабочей жидкости используется подтоварная вода (рисунок 5).

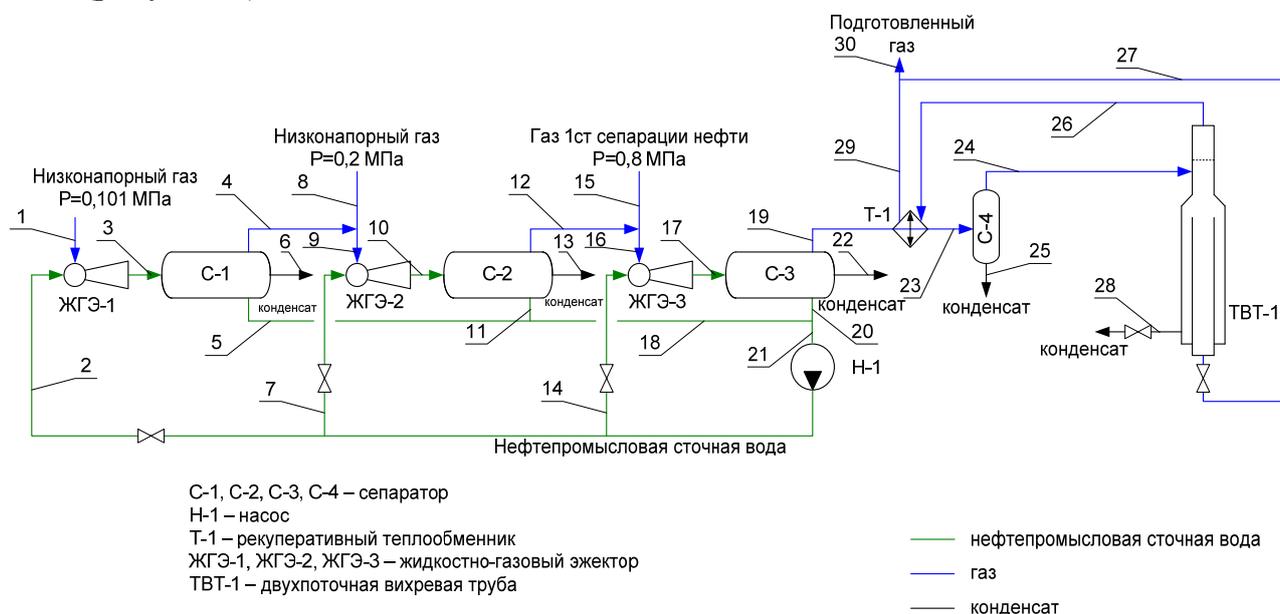


Рисунок 5 – Принципиальная технологическая схема подготовки растворенного газа с помощью жидкостно-газовых эжекторов и трехпоточной вихревой трубы

Добываемый попутный газ по трубопроводу поступает для компримирования в жидкостно-газовый эжектор ЖГЭ-1, водогазовая смесь после эжектора поступает на разделение в сепаратор, далее газ поступает на охлаждение в рекуперативный теплообменник, для охлаждения потоком холодного газа из трехпоточной вихревой трубы (ТВТ). В ТВТ высокоскоростной поток разделяется на холодный и горячий (эффект Ранка–Хилша), внутренняя (охлажденная) область вихря отводится через диафрагму в виде холодного потока, а в противоположном направлении – в виде горячего потока периферийная (нагретая) часть вихря. В качестве третьего потока из аппарата выводится отсепарированная жидкость или газожидкостная смесь.

Для анализа эффективности применения разработанной технологии выполнена оценка характеристик подготовленного газа. В качестве основного параметра принята температура точки росы, которая зависит от компонентного состава подготавливаемого газа. Весь цикл технологических расчетов и их результаты представлены в тексте диссертационной работы. Моделирование процесса подготовки выполнено в программном комплексе HYSYS.

Расчет технологических режимов работы оборудования основан на определении фазовых равновесий углеводородной смеси при различных термобарических условиях. В качестве исходных данных использованы составы и свойства попутного нефтяного газа нескольких дожимных насосных станции (ДНС) Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения (таблица 5).

Таблица 5 – Состав и свойства низконапорного газа

Свойства газа	Состав 1	Состав 2	Состав 3
Молекулярная масса, г / моль	44,5	38,4	34,9
Плотность при 0 °С и 101325 Па, кг / м <sup>3</sup>	1,99	1,71	1,56
Состав, % мольный			
CO <sub>2</sub>	0,94	1,36	1,49
N <sub>2</sub>	0,02	0,15	0,23
CH <sub>4</sub>	9,22	25,61	35,25
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	11,34	12,57	13,23
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	39,63	32,26	28,00
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	6,14	4,55	3,65
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	16,80	12,23	9,62
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3,20	2,27	1,74
<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	4,29	3,03	2,31
ΣC <sub>6</sub> <sup>+</sup>	8,43	5,97	4,49

Выполненные расчеты (таблица 6) показывают, что с увеличением давления подготавливаемого газа снижается температура точки росы ( $T_{тр}$ ), а при давлении выше 2,0 МПа возможно достижение значений ниже  $-10$  °С. Таким образом, разработанная технология позволяет осуществлять подготовку попутного нефтяного газа с целью его дальнейшего использования в качестве топлива, при этом требуемые характеристики достигаются уже при давлении подготавливаемого газа выше 2,0 МПа.

При давлении подготовленного газа 0,8 МПа для достижения требуемых параметров требуется большее давление, например, температура точки росы  $-10$  °С обеспечивается только при давлении газа выше 3,7 МПа. Поэтому, при сдаче подготовленного газа в магистральные газопроводы, накладывается ряд ограничений, связанных с климатическим районом производства работ. При заявленных требованиях к качеству газа в холодном климатическом районе

с применением разработанной технологии подготовка ПНГ возможна только в летний период. Для теплого климатического района возможно использование разработанной технологии и в летний, и зимний периоды.

Таблица 6 – Результаты расчета процесса подготовки газа при давлении транспорта газа 0,8 МПа

Давление газа, МПа	Расход газа на подготовку		Расход подготовленного газа		Конденсируемая влага кг / ч	Конденсируемые углеводороды кг / ч	$T_{тр}$ по у/в газа, °С	$T_{тр}$ по воде, °С
	нм <sup>3</sup> / ч	кг / ч	нм <sup>3</sup> / ч	кг / ч				
Состав 1								
1	616	1127	615	1125	0,5	1,6	32,6	32,6
2	192	288	186	275	0,2	12,6	8,5	8,5
3	28	38	27	34	0,0	3,3	-4,3	-4,3
Состав 2								
1	881	1468	881	1468	0,0	0,1	35,6	35,6
2	601	866	586	833	1,0	32,1	9,3	9,3
3	427	557	408	516	0,7	40,1	-3,6	-3,6
Состав 3								
1	951	1473	951	1473	0,0	0,0	36,2	36,2
2	785	1101	768	1062	1,3	37,7	9,7	9,7
3	637	821	610	76	0,6	59,4	-3,5	-3,5

С увеличением перепада давления в вихревой трубе конденсируется большее количество углеводородов и воды, что обеспечивает понижение  $T_{тр}$ . Для оценки применимости разработанной технологии на этапе проектирования систем рационального использования попутного нефтяного газа обоснованы и построены зависимости  $T_{тр}$  от давления.

Для выполнения расчетов использованы составы газа различной плотности (1,56÷1,99 кг / м<sup>3</sup>) и расхода 1000 м<sup>3</sup> / ч (при 0 °С и 101325 Па) с целью оценки возможности использования поправочных коэффициентов при других технологических условиях. Результаты расчетов графически отражены на рисунке 6.

Логарифмический вид представленных зависимостей обусловлен тем, что изменение константы фазового равновесия, значение которой характеризует начало изменения фазового состояния углеводородной системы, также имеет логарифмическую зависимость от давления, что подробно рассмотрено в разделе 1 диссертационной работы.

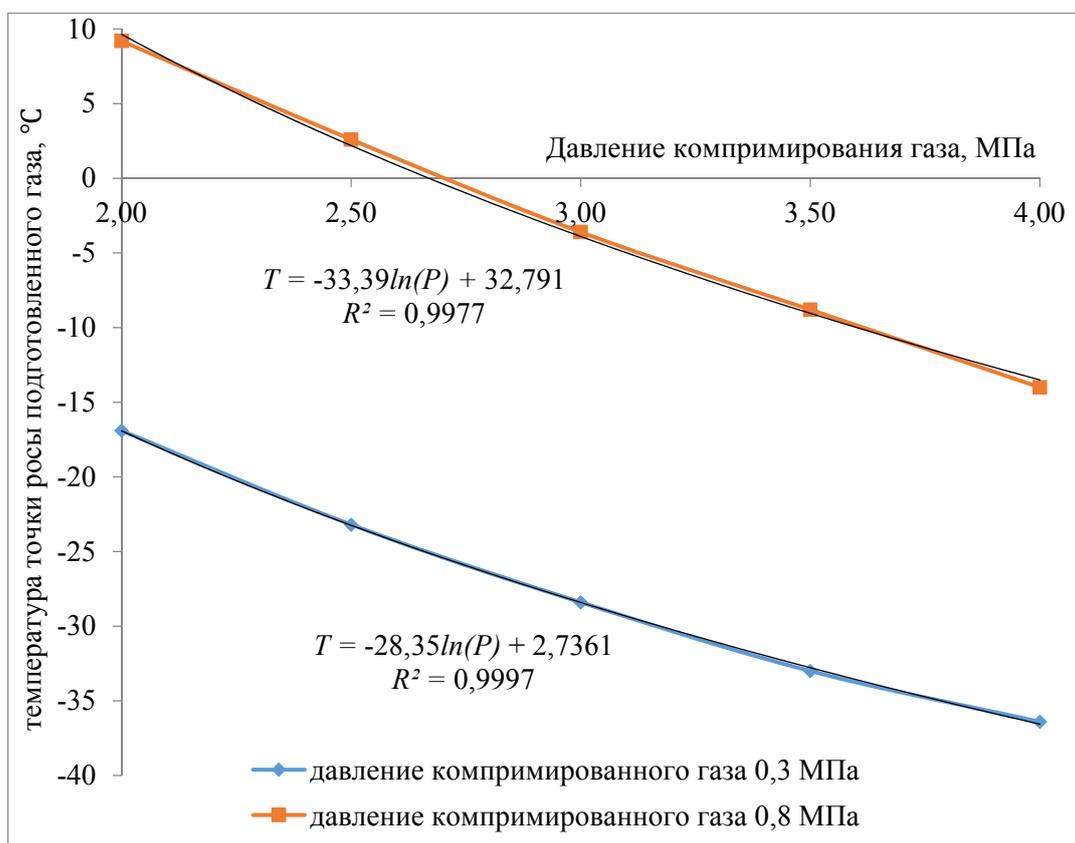


Рисунок 6 – Зависимость температуры точки росы по углеводородам и влаге от давления компримирования газа

Уравнение зависимости температуры точки росы по углеводородам и влаге от давления компримирования газа имеет следующий вид:

$$t_p = f(P_k) = A \cdot \ln(P_k) + B, \quad (13)$$

где  $t_p$  – температура точки росы, °C;  $P_k$  – давление компримирования, МПа;  $A$  и  $B$  – коэффициенты, зависящие от плотности газа ( $\rho = 1,56 \div 1,99$  кг / м<sup>3</sup>).

Для полученной зависимости коэффициент детерминации ( $R^2$ ) составляет  $0,996 \div 0,999$ , что позволяет судить о высокой степени ее достоверности.

Коэффициенты  $A$  и  $B$  характеризуются линейной зависимостью от плотности газа ( $\rho = 1,56 \div 1,99$  кг / м<sup>3</sup>). Для давления подготовленного газа 0,3 МПа:

$$A = 7,4157 \cdot \rho - 42,889, \quad R^2 = 0,9616, \quad (14)$$

$$B = -9,2609 \cdot \rho + 20,274, \quad R^2 = 0,9815. \quad (15)$$

Для давления подготовленного газа 0,8 МПа:

$$A = 6,0983 \cdot \rho - 45,819, \quad R^2 = 0,9757, \quad (16)$$

$$B = -7,5408 \cdot \rho + 47,297, \quad R^2 = 0,9829. \quad (17)$$

Зависимости (13) – (17) позволяют по известным значениям плотности газа и давления его компримирования определить температуру точки росы подготовленного газа для оценки возможности применения разработанной технологии для условий других месторождений.

**В четвертом разделе** диссертационной работы рассматриваются фазовые переходы углеводородов при высоких давлениях, характерных для пластовых условий многофазных залежей, и использование этих зависимостей для моделирования начального фазового состояния добываемого попутного нефтяного газа. В предыдущих разделах обосновано, что в пределах залежи газовый фактор нефти может отличаться в два раза и иметь разные источники – выделяющимся из нефти растворенный газ и газ газовой шапки, находящийся в пластовых условиях в свободном состоянии. Для исследований процессов фазовых переходов в пластовых условиях необходимым является использование констант фазового равновесия для высоких давлений. В первом разделе диссертационной работы разработан метод расчета констант фазового равновесия для низких давлений, характерных для промысловых систем подготовки нефти. Однако, при давлениях, превышающих 1,0 МПа, необходимо применение других методов, например, эмпирических зависимостей.

Известно, что величина константы фазового равновесия зависит от давления, температуры и компонентного состава смеси. При давлении в системе менее 15 МПа, как указано выше, компонентный состав смеси можно не учитывать, а константа фазового равновесия определяется по следующим зависимостям:

$$K_i = \frac{1}{P} \cdot 10^{AF_i+B}, \quad F_i = b_i \cdot \left( \frac{1}{Tb_i} - \frac{1}{273,15 + t} \right), \quad (18)$$

$$\begin{aligned} A &= -6,18 \cdot 10^{-5} \cdot P^3 + 1,86 \cdot 10^{-3} \cdot P^2 - 4,89 \cdot 10^{-2} \cdot P + 1,0049, \\ B &= 1,79 \cdot 10^{-4} \cdot P^3 - 5,16 \cdot 10^{-3} \cdot P^2 + 12,59 \cdot 10^{-2} \cdot P - 1,0127, \end{aligned} \quad (19)$$

где  $P$  – давление насыщения, МПа;  $t$  – температура системы, °С;  $Tb_i$ ,  $b_i$  – параметры, откорректированные с учетом особенностей системы «нефть-газ», не зависящие от условий разгазирования, характеризующие поведение  $i$ -го компонента. По своей сути выражение (18) является упрощенным уравнением Клапейрона для испарения и разгазирования и применимо для низких давлений, поскольку, как показано выше, в этих условиях газовая фаза подчиняется законам для идеальных газов. Учитывая, что, например, для обычной воды при температуре 100 °С мольный объем пара  $V(\text{пар}) = 30,2$  л, при мольном объеме жидкости  $V(\text{ж}) = 0,0188$  л, то мольным объемом жидкости, по сравнению с мольным объемом пара, можно пренебречь.

Выражение (18) можно преобразовать для теплоты фазового перехода, и привести к виду:

$$H = T \cdot \frac{dP}{dT} \Delta V = T \cdot \frac{dP}{dT} (V_1 - V_2) = R T^2 \frac{d(\ln P)}{dT}, \quad (20)$$

где  $T$  – абсолютная температура, К;  $R$  – постоянная Авогадро.

При поэтапном интегрировании выражения (20), если  $P_1$  соответствует

стандартному давлению, а  $T_1$  соответствует нормальной температуре кипения индивидуального чистого  $i$ -го компонента смеси  $Tb_i$ , получаем следующее уравнение:

$$\ln \frac{P_2}{P_1} = \frac{H}{R} \left( \frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right). \quad (21)$$

Если для уравнения (21) выполнить преобразования, обоснованные в первом разделе диссертации, согласно которым при заданных температуре и давлении в системе термодинамически равновесные составы газовой и жидкой фаз зависят от давления насыщенных паров компонентов смеси, а для  $P_2$  принять давление насыщенного пара  $i$ -го компонента смеси  $P_i$  при рассматриваемой температуре  $T$ , то уравнение (21) принимает следующий вид:

$$\lg P_i = \lg(K_i P) = \frac{H}{2,303 R} \cdot \left( \frac{1}{T_b} - \frac{1}{T_2} \right). \quad (22)$$

Для выполнения дальнейших расчетов значения основных параметров компонентов  $C_1$ - $C_5$  приняты в соответствии со справочными данными. Углеводороды  $C_6$ - $C_8$  объединены по числу атомов углерода в соответствующие группы – гексаны, гептаны и октаны. Параметры для них получены путем определения наиболее вероятного распределения индивидуальных углеводородов в нефтегазовых и газонефтяных системах массива, также на основании данных, приведенных в открытых источниках. Принятые исходные данные для расчета констант фазового равновесия для высоких давлений приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Значения основных величин для расчета констант фазового равновесия

Компонент	$M_{r_i}$ , г / моль	$b_i$	$T_{bi}$ , К
CO <sub>2</sub>	44,0	402,4	123,0
N <sub>2</sub>	28,0	305,3	77,4
C <sub>1</sub>	16,0	126,8	45,0
C <sub>2</sub>	30,1	402,4	139,1
C <sub>3</sub>	44,1	773,4	217,3
<i>изо</i> -C <sub>4</sub>	58,1	1132,6	261,4
<i>н</i> -C <sub>4</sub>	58,1	1197,0	272,6
<i>изо</i> -C <sub>5</sub>	72,1	1325,8	301,0
<i>н</i> -C <sub>5</sub>	72,1	1378,9	309,2
$\Sigma C_6$	86,2	1534,1	341,9
$\Sigma C_7$	91,2	1919,5	371,6
$\Sigma C_8$	104,0	2137,3	398,8

Рассчитанные по рассматриваемой методике константы фазового равновесия сопоставлены со значениями, полученными в результате проведения лабораторных экспериментов. Установлено, что погрешность этого метода при

давлениях  $0,1 \div 15$  МПа и температурах  $20 \div 100$  °С не превышает 10 %. Такая погрешность не приводит к значимым отклонениям расчетного содержания индивидуальных компонентов, а получаемая ошибка в величинах отношения фаз (в мольных долях) не превышает 2 %.

Следующим этапом разработки методики идентификации источников ПНГ является выбор способа расчета газосодержания. Сравнительный анализ величин параметров, полученных в результате математического моделирования процесса дифференциального разгазирования при пластовой температуре, позволил сформулировать ряд выводов.

Для нефтей с незначительным количеством растворенного в них газа, при невысоких значениях пластовых давлений и температуры, величины объемного коэффициента, газосодержания и плотности дегазированной нефти практически не зависят от способа их определения. То есть экспериментальные исследования процесса дифференциального разгазирования позволяют получить достоверные показатели исследуемых параметров. При увеличении содержания в нефти легких компонентов, пластовых давлений и температуры, значения газосодержания, объемного коэффициента, полученные в результате дифференциального разгазирования при пластовой температуре, возрастают относительно этих же параметров, но определенных при ступенчатой сепарации. Это обусловлено активным испарением легкокипящих фракций группы  $C_{5+}$  пластовой нефти и их отводом из системы при высокой температуре и давлении. Последствием описанного процесса является увеличение плотности и уменьшение объема дегазированной нефти, что, в свою очередь, приводит к завышению значений объемного коэффициента и газосодержания. В этой связи возникают риски существенного занижения геологических запасов нефти при использовании полученного таким образом объемного коэффициента. Следовательно, экспериментальное исследование процесса дифференциального разгазирования не обеспечивает получение достоверных результатов, для решения поставленной задачи целесообразным представляется использование расчетных методов. Результаты оценки применимости и погрешности существующих расчетных методов рассмотрены ниже.

Расчетные методы определения объемного коэффициента нефти опираются на его связь с такими параметрами, как газосодержание, плотность нефти и газа. Методы представляют из себя корреляционные зависимости, например, А. И. Брусиловский использовал в качестве основы обобщенную формулу кубического уравнения состояния:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{(v + c) \cdot (v + d)}. \quad (23)$$

Для каждого компонента нефтегазовой системы – метана, этана, пропана, изо-бутана, н-бутана, углеводородов группы  $C_{5+}$ , высших, а так же сероводорода,

оксида углерода и азота, должны быть получены оптимальные значения параметров  $z_c^*$ ,  $\Omega_c$ ,  $\phi$ . Для других веществ, входящих в систему в малых концентрациях, принимаются значения, соответствующие уравнению Пенга-Робинсона:  $z_c^* = 0,3074$ ,  $\Omega_c = 0,7703944$ ,  $\phi = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2$ .

В работе определены оптимальные значения  $z_c^*$ ,  $\Omega_c$ ,  $\phi$  для компонентов нефтегазоконденсатной системы. При этом параметры считаются оптимальными, если достигается минимум функционала:

$$F = w_1 \sum_{i=1}^{N_z} \frac{1}{M_i} \cdot \sum_{j=1}^{N_i} \left(1 - \frac{z_{ij}^p}{z_{ij}^e}\right)^2 + w_2 \sum_{i=1}^{N_f} \frac{1}{M_i} \cdot \sum_{j=1}^{N_f} \left(1 - \frac{f_{ij}^p}{f_{ij}^e}\right)^2 + w_3 \sum_{i=1}^{N_B} \left(1 - \frac{B_i^p}{B_i^e}\right)^2, \quad (24)$$

где  $w_1, w_2, w_3$  – весовые коэффициенты;  $N_z, N_f, N_B$  – число изотерм с экспериментальными данными по коэффициенту сжимаемости, летучести, второму вириальному коэффициенту;  $M_i$  – число точек с разными значениями давления на  $i$ -ой изотерме;  $z_{ij}, f_{ij}$  – коэффициенты сверхсжимаемости и летучести при давлении  $P_i$  и температуре  $T_j$ ;  $B_i$  – второй вириальный коэффициент при температуре  $T_j$ ; верхние индексы  $p, e$  соответствуют расчетным и экспериментальным значениям.

С целью выполнения дальнейших расчетов и выбора метода расчета газосодержания для разработки методики идентификации источников попутного нефтяного газа выполнен значительный объем расчетов с использованием различных корреляционных зависимостей, которые позволяют заменить плотность пластовой нефти, которую невозможно определить экспериментально, другими известными параметрами, связанными с объемным коэффициентом нефти. Результаты расчетов газосодержания с использованием корреляций различных авторов в сравнении с данными лабораторных исследований приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Результаты расчета газосодержания нефти в сравнении с данными лабораторных экспериментов

Месторождение	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т						
	Эксперимент	Метод Стендинга и Каца		Уравнение Пенга-Робинсона		Уравнение Брусиловского	
		Расчет	Погрешность	Расчет	Погрешность	Расчет	Погрешность
Конитлорское	33,5	33,85	1,0%	34,65	3,3%	34,42	2,7%
Конитлорское	81,7	79,90	2,2%	80,50	1,5%	80,34	1,7%
Тончинское	118,1	111,65	5,5%	113,69	3,9%	114,61	3,0%
Алехинское	53,1	50,06	5,7%	50,30	5,6%	50,17	5,8%
Яун-Лорское	52,1	52,06	0,1%	52,25	0,3%	51,94	0,3%
Маслиховское	103,4	103,80	0,4%	104,70	1,2%	104,49	1,0%
Верхне-Салатское	401,5	419,32	4,4%	410,57	2,2%	408,85	1,8%
Каменное	273,6	270,33	1,2%	274,25	0,2%	275,13	0,6%
Лянторское	66,0	65,90	0,2%	66,02	0,0%	66,1	0,2%
Галлинское	176,8	171,42	3,0%	173,76	1,7%	172,4	2,6%
Среднее значение			2,4%		2,0%		2,0%

В качестве исходных данных для построения математической модели моделирования газосодержания нефти при различных термобарических условиях использовались результаты экспериментального исследования (ТО СургутНИПИнефть) разгазирования глубинных проб нефти (более 350 проб, отобранных более чем из 50 скважин Талаканского НГКМ). В результате обработки экспериментальных исследований установлена постоянная концентрация компонентов в газе, находящемся в определенном фазовом состоянии при рассматриваемых термобарических условиях. Таким образом, попутный нефтяной газ может иметь следующую фазовую принадлежность:

- газ, растворенный в нефти при пластовых термобарических условиях и выделившийся в результате однократного разгазирования;

- свободный (прорывной) газ, приуроченный к нефтяной зоне залежи, но находящийся в пластовых условиях в свободном состоянии при рассматриваемых термобарических условиях;

- пластовый газ, приуроченный к чисто газовой зоне залежи, в лабораторных условиях может быть получен путем рекомбинации проб газа сепарации и сырого конденсата, отобранного в ходе исследований скважин на газоконденсатность в соотношении, соответствующем измеренному на промысловом сепараторе.

Разработанный метод идентификации источников газа основан на представлении, что ПНГ состоит из растворенного в нефти газа, и прорывающего газа газовых шапок. Для расчета доли прорывного газа в скважине, значения концентрации  $i$ -го компонента в газе, отобранном из скважины в  $j$ -ый промежуток времени, сопоставлены с составами растворенного и прорывного газов соответственно:

$$\sum_i \left( (v_i^j)^2 - \left[ \frac{(v_i^{\text{раств}} V_{\text{раств}} + v_i^{\text{прорыв}} V_{\text{прорыв}})}{(V_{\text{раств}} + V_{\text{прорыв}})} \right]^2 \right) \Rightarrow \min, \quad (25)$$

где  $v_i$  – объемная доля компонента в газе;  $V_{\text{раств}}$  – добываемый объем растворенного в нефти газа;  $V_{\text{прорыв}}$  – добываемый объем прорывного газа;  $i$  – номер компонента;  $j$  – номер замера.

Операцией минимизации суммы квадратов разностей значений находим минимум, соответствующий определенному объемному соотношению растворенного газа и газа, находившегося в пластовых условиях в свободном состоянии.

Для проведения расчетов в качестве состава растворенного в нефти газа выбирается текущий (на период замера) состав по определенному принципу. Сущность принципа заключается в попарном сопоставлении составов газа, с учетом решения уравнения (25) относительно объема прорывного газа на единицу объема растворенного газа, и последующем анализе генерированной матрицы объемов смешения.

Состав прорывного газа оценивается с помощью покомпонентной экстраполяции в динамике отборов и термодинамического моделирования с привлечением данных об изменении термобарических условий от пластовых до измеренных на устье скважины. Обычно состав прорывного газа близок к составу газа, выделяющегося в точке насыщения нефти газом при определенных  $P$  и  $t$ . Результаты расчетов в соответствии с описанной методикой приведены в таблице 9.

На  $1 \text{ м}^3$  растворенного газа приходится  $0,55 \text{ м}^3$  прорывного газа. При газовом факторе растворенного газа  $39 \text{ м}^3 / \text{т}$ , текущий газовый фактор (с учетом прорывного газа) составляет  $60 \text{ м}^3 / \text{т}$ .

Таблица 9 – Результаты расчета газосодержания нефти в сравнении с данными лабораторных экспериментов

Компонентный состав газа	Растворенный газ	Прорывной газ	Смешение	Текущий газ (на дату отбора проб)	Отклонение
Диоксид углерода	2,78	3,64	3,09	3,17	-2,6%
Азот	1,53	3,09	2,09	1,87	10,6%
в том числе, гелий	0,04	0,05	0,04	0,03	20,4%
Метан	52,40	76,14	60,81	61,15	-0,6%
Этан	16,21	11,48	14,53	14,11	2,9%
Пропан	14,66	4,48	11,05	9,97	9,8%
Изо-бутан	1,90	0,32	1,34	1,26	5,7%
Н-бутан	5,86	0,76	4,05	3,99	1,5%
Содержание $C_{5+}$ высш., г/м <sup>3</sup>	152,59	2,90	99,6	99,7	-0,1%
Молярная масса, кг/кмоль	29,57	20,80	26,47	27,02	10,6%

Представленные в таблице 9 данные убедительно свидетельствуют о том, что разработанная и апробированная на реальных данных методика дифференциации попутного газа в зависимости от источников его поступления демонстрирует достоверные результаты. Ее практическое применение позволяет в оперативном режиме прогнозировать образование техногенных газовых шапок в зонах отбора добывающих скважин, а также производить переоценку запасов газа газовых шапок и растворенного газа.

Достоверная идентификация источников попутного нефтяного газа оказывает значительное влияние на оперативный учет запасов углеводородов и, в некоторых случаях, может привести к необходимости корректировки реализуемой системы разработки. Растворение легких углеводородных компонентов в пластовой нефти приводит к существенному снижению вязкости пластовой смеси, что, в конечном счете, обеспечивает увеличение КИН. С другой стороны, рост газового фактора, обусловленный разгазированием нефти в пласте, приводит к

увеличению вязкости нефти, необходимости уменьшения пересчетного коэффициента нефти и снижению начальных извлекаемых запасов нефти.

**В пятом разделе** представлены методические основы учета процесса растворения углеводородного газа в пластовой воде и анализ влияния этого процесса на разработку месторождений.

Для большинства нефтяных залежей, находящихся на поздней стадии разработки, наблюдается рост газового фактора по сравнению со значением этого показателя, принятым при подсчете запасов. Данное явление обусловлено выделением газа из попутно добываемой воды, однако действующие нормативные документы по подсчету запасов не учитывают влияние процесса дегазации попутно добываемой воды и увеличение в этой связи фактического газового фактора.

Изменение абсолютного значения запасов растворенного газа более чем на 50 % обуславливает значительные риски принятия неверной стратегии его рационального использования. Однако, если рассматривать изменение запасов нефти за счет растворения такого объема газа (выражение (26)), то изменения запасов нефти можно отнести к погрешности расчета, что объясняет отсутствие в нормативных документах требований по учету влияния растворенного в воде газа на показатели разработки месторождений.

$$\Delta G = \frac{m_{\max}^r - m_{av}^r}{m_{av}^r} = \frac{(1000 + 118 \cdot \rho_{\text{газа}}) - (1000 + 112 \cdot \rho_{\text{газа}})}{(1000 + 112 \cdot \rho_{\text{газа}})} = +0,3\%$$

$$\Delta G = \frac{m_{\min}^r - m_{av}^r}{m_{av}^r} = \frac{(1000 + 66 \cdot \rho_{\text{газа}}) - (1000 + 112 \cdot \rho_{\text{газа}})}{(1000 + 112 \cdot \rho_{\text{газа}})} = -4\%$$
(26)

В этой связи актуальна разработка методики, позволяющей достоверно определять объемы газа, растворяющегося в пластовой воде и выделяющегося из нее в процессе разработки залежи. Исследования в этой области проводились и ранее, в них, как правило, подтверждена связь между свойствами пластовых жидкостей (нефти и воды), закачиваемой воды и растворенными в них нефтяными газами. Эти зависимости объясняются распределением летучих газовых компонентов между водой и нефтью. Пластовая вода разгазируется при значительном снижении давления в пласте по отношению к текущему давлению насыщения  $P_{\text{нас}}$ . По мере снижения давления в пласте ниже  $P_{\text{нас}}$ , газовые компоненты выделяются из жидкой фазы пропорционально упругости их паров. При разработке месторождения с заводнением, если пластовое давление и давление в призабойной зоне выше  $P_{\text{нас}}$  (при отсутствии свободной газовой фазы), из нефти извлекаются, в основном, азот и метан, обладающие более высокой растворимостью в воде, чем другие газовые компоненты нефти. Константы фазового равновесия азота и метана в зависимости от температуры и давления могут различаться в три и более раз, тогда как растворимость их в воде –

на 20-40 %, что влияет на характер зависимости  $P_{нас}$  нефти от снижения ее газосодержания.

Лабораторные исследования по изучению состава и свойств продукции скважин с повышенной обводненностью, проведенные на глубинных пробах, отобранных в эксплуатационных скважинах, показывают, что при повышении обводненности более 70 %, вклад растворенного в воде газа в суммарном объеме добываемого газа может быть значительно выше, чем растворенного в нефти газа. Компонентный состав водорастворенного газа существенно отличается от состава газа, растворенного в нефти, что обуславливает изменение состава всего добываемого газа (рисунки 7, 8). Процесс сопровождается увеличением в добываемом газе содержания «легких» углеводородов (метан, этан), неуглеводородных газов, снижением компонентов состава  $C_{5+высш.}$ .

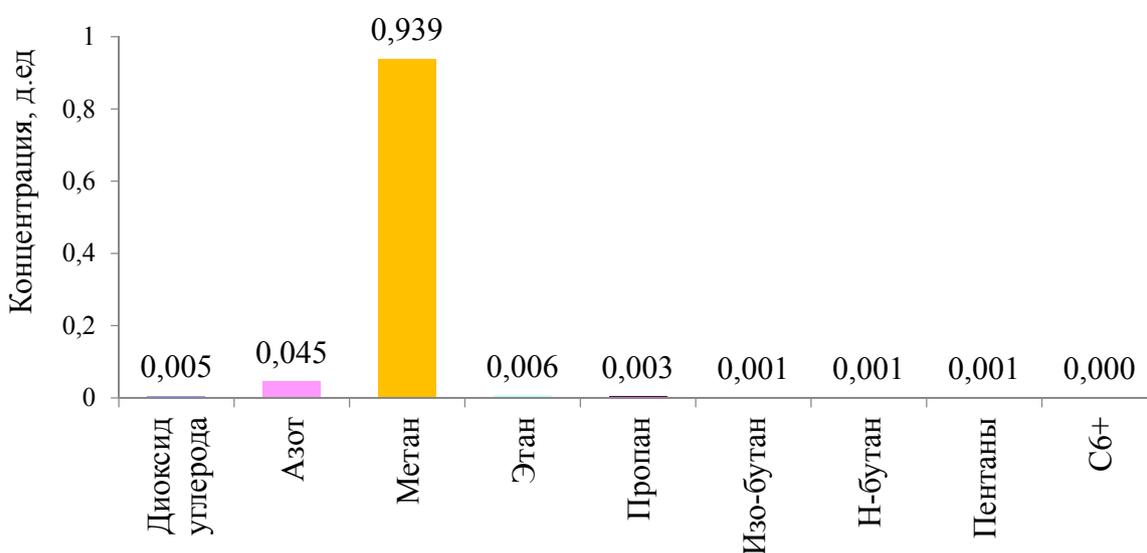


Рисунок 7 – Распределение компонентного состава газа, выделяющегося из пластовой воды

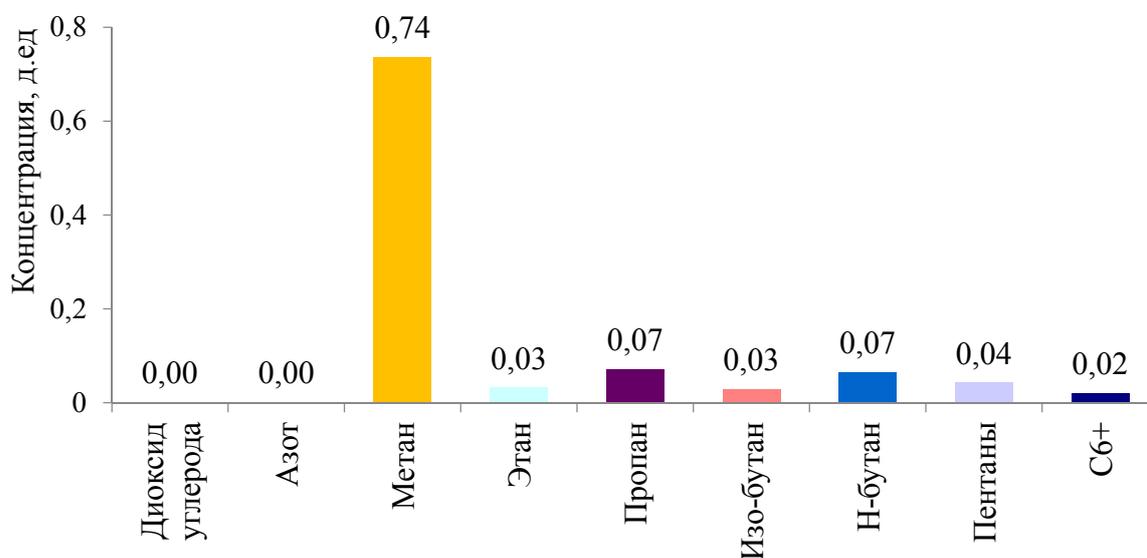


Рисунок 8 – Распределение компонентного состава газа, выделяющегося из пластовой нефти

Факт выделения из пластовой воды растворенного в ней углеводородного газа исследован применительно к газовым месторождениям, при этом установлено, что разгазирование водоносного бассейна оказывает значительное влияние на величину дренируемых запасов газа.

Для оценки влияния выделения газа, растворенного в воде, на динамику технологических показателей разработки, рассмотрено Етыпуровское месторождение. Начальные запасы свободного газа, оцененные по категории С<sub>1</sub>, составили 299488 млн. м<sup>3</sup>. Динамика добычи газа приведена на рисунке 9.

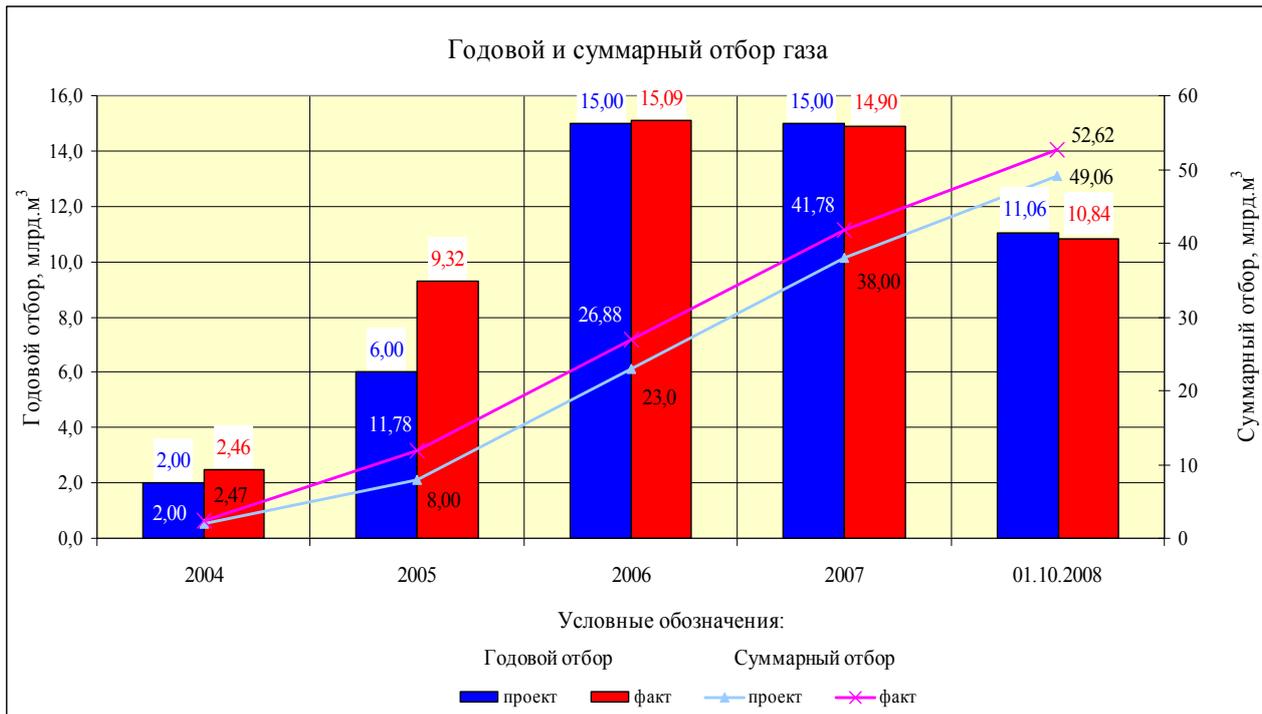


Рисунок 9 – Сопоставление проектных и фактических показателей отбора газа Етыпуровского месторождения

Пластовое давление на начало разработки составляет 7,5 МПа, пластовая температура 22,3 °С. Пластовая вода имеет плотность 1,017 г/см<sup>3</sup>, содержит  $n = 0,5$  г-экв/л солей. За исследуемый период пластовое давление снизилось на ~80 % от начального и составило ~2,5 МПа. Снижение пластового давления привело к выделению газа, растворенного в воде, и, соответственно, его вовлечению в дренирование вместе со свободным газом.

Теоретические основы предложенной методики расчета параметров системы «газ – вода» изложены в работах Ю. С. Шилова, А. Ю. Намиота, В. И. Ларина, В. П. Филиппова. Данная методика основана на определении запасов растворенного в воде газа на начальный и анализируемый периоды разработки.

На первом этапе определяются константы фазового равновесия газовых компонентов для пластовой воды заданной минерализации при пластовом давлении, равном начальному (7,5 МПа) в соответствии с уравнением:

$$K_{CH_4}^* = k_i \cdot 10^{k_i n} = 575 \cdot 100,5 \cdot 0,135 = 671,689, \quad (27)$$

где  $k_i$  – коэффициент Сеченова для данного газа в конкретных термобарических условиях;  $n$  – степень минерализации воды, в которой растворен газ, расчет представлен на примере метана.

Для других компонентов (этана, азота) константы определены, как:

$$K_{C_2H_6}^* = 690 \cdot 100,5 \cdot 0,174 = 843,042, \quad K_{N_2}^* = 1200 \cdot 100,5 \cdot 0,145 = 1418,016.$$

При пластовом давлении на дату исследования (2,5 МПа) константы равновесия газовых фаз для пластовой воды минерализации 0,5 г / л равны:

$$K_{CH_4}^* = k_i \cdot 10^{k_i n} = 1700 \cdot 100,5 \cdot 0,135 = 1985,861, \\ K_{C_2H_6}^* = 1400 \cdot 100,5 \cdot 0,174 = 1710,52.$$

Далее определяется содержание растворенного в пластовой воде газа в мольных долях при давлении 7,5 МПа и 2,5 МПа:

$$N_i^{*'} = \frac{N_i^{*''}}{K_i^*}, \quad (28)$$

где  $N_i^{*''}$  – содержание растворенного в солевом растворе  $i$ -го компонента. При давлении 7,5 МПа:

$$N_{CH_4}^{*'} = 0,9611 / 671,689 = 1,430871826.$$

На следующем этапе оценивается содержание растворенных в пластовой воде компонентов газа в  $см^3$  (при нормальных условиях) на 1 г чистой воды по формуле:

$$N_i^{*'} = 0,804 \cdot 10^{-3} b_i^*, \quad (29)$$

$$b_{CH_4}^* = 0,483971 / 0,804 = 1,779691326.$$

Далее рассчитывается содержание растворенных в пластовой воде компонентов газа в  $см^3$  (при нормальных условиях) на 1  $см^3$  пластовой воды при давлении 7,5 МПа, например, для метана:

$$c_{CH_4}^* = 1,779691326 \cdot 1,017 \cdot (1 - 0,5/10/1,017) = 1,809056233.$$

Затем вычисляются константы равновесия газовых компонентов для пластовой воды заданной минерализации по формуле (1) при пластовом давлении 2,5 МПа:

$$K_{CH_4}^* = k_i \cdot 10^{k_i n} = 1700 \cdot 100,5 \cdot 0,135 = 1985,861341.$$

По формуле (28) определяется содержание растворенного в пластовой воде газа в мольных долях при давлении 2,5 МПа:

$$N_{CH_4}^{*'} = 0,9611 / 1985,861341 = 0,483971.$$

Рассчитывается содержание растворенных в пластовой воде компонентов

газа в см<sup>3</sup> (при нормальных условия) на 1 г чистой воды:

$$b_{CH_4}^* = 0,483971 / 0,804 = 0,601954.$$

Далее рассчитывается содержание растворенных в пластовой воде компонентов газа в см<sup>3</sup> (при нормальных условиях) на 1 см<sup>3</sup> пластовой воды при начальном и текущем давлениях:

$$c_{CH_4}^* = 0,601954 \cdot 1,017 \cdot (1 - 0,5/10/1,017) = 0,611886667.$$

Существует теоретическое предположение [Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1962], что газ растворяется в пласте до глубины 80 м. С учетом этого предположения объем воды составит:

$$V = 80 \cdot 203080 = 16246400 \text{ м}^3.$$

В этом случае в процессе эксплуатации месторождения из пластовой воды выделяется следующий объем газа:

$$CH_4 = 19449696 \text{ м}^3, C_2H_6 = 121092,1 \text{ м}^3, N_2 = 220,5589 \text{ м}^3.$$

Таким образом, на основании результатов расчетов можно сделать вывод, что на 01.01.2008 г. суммарный отбор газа с начала разработки составил 52,619 млрд. м<sup>3</sup>, объем добычи газа, растворенного в пластовой воде, составляет 0,8 % от общего объема добычи, а к концу разработки месторождения составит около 2,5 %. На примере газового месторождения показано влияние выделения газа из пластовой воды на общий объем добычи углеводородов, однако, методики учета этого процесса в открытых источниках не представлено.

При разработке месторождения в режиме заводнения, если пластовое давление и давление в призабойной зоне выше  $P_{нас}$  (при отсутствии свободной газовой фазы), из нефти извлекаются в основном азот и метан, обладающие более высокой растворимостью в воде, чем другие газовые компоненты нефти. Константы фазового равновесия азота и метана в зависимости от температуры и давления могут различаться в 3 и более раз, тогда как растворимость их в воде – на 20-40 %, что влияет на характер зависимости  $P_{нас}$  нефти от снижения ее газосодержания.

Лабораторные исследования по изучению влияния обводненности на состав и свойства нефти, показывают, что при обводненности более 70 %, вклад выделяющегося из воды газа в суммарном объеме добываемого газа может быть значительно выше, чем растворенного в нефти газа. Для моделирования этого процесса и в ТО «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутефтегаз» были проведены лабораторные эксперименты. В ходе исследований замерялись: давление насыщения нефти газом, плотность и вязкость нефти, компонентные составы нефти и газа. Всего в ходе эксперимента в систему последовательно введено шесть объемов воды. Результаты лабораторных исследований приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты лабораторных экспериментов

№ п/п	Характеристика	Начальное состояние	Этапы эксперимента					
			1	2	3	4	5	6
1	Объем нефти в PVT-камере, см <sup>3</sup>	155,07	155,1	146,4	146,6	145,8	144,15	134,1
2	Объем введенной воды, см <sup>3</sup>		145,3	154,1	154	154,7	157,00	132,6
3	Объем выведенной нефти, см <sup>3</sup>		12	4	1	3	4	5
4	Объем выведенной воды, см <sup>3</sup>		126	141	148	146	154	123
5	Объем выделившегося газа, см <sup>3</sup> , всего		941	519	351	439	491	404
	в том числе из нефти		648	201	48	139	180	220
	из воды		293	318	303	300	311	184
6	Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	59,06	54,0	50,2	47,8	46,4	45,0	44,0
7	<b>Газосодержание воды, м<sup>3</sup> / м<sup>3</sup></b>		<b>2,33</b>	<b>2,26</b>	<b>2,05</b>	<b>2,05</b>	<b>2,02</b>	<b>1,50</b>
8	Давление насыщения, МПа	13,1	11,7	10,8	10,2	9,8	9,4	9,2
9	Вязкость нефти, мПа с	2,055	2,157	2,229	2,285	2,325	2,361	2,369
10	Плотность нефти, кг / м <sup>3</sup>	788,1	792,1	795,7	798,9	801,8	803,0	803,5
11	Промысловый газовый фактор, м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	59,06	78,4	129,8	351,0	146,3	122,8	80,8

Лабораторными экспериментами установлены количественные показатели растворимости газа в попутно-добываемой воде, проведена оценка изменения свойств нефти. Результаты представлены на рисунке 11.

Представленные выше вычисления являются примером расчета объема газа, растворенного в пластовой воде для газовых месторождений. Однако следует отметить, что данный алгоритм не применим для нефтяных месторождений, для которых газовые компоненты переходят в воду из нефти, а не из чисто газовой среды. В этой связи ниже представлены результаты исследований по разработке методики расчета количества газа, растворенного в пластовой воде, для нефтяных месторождений.

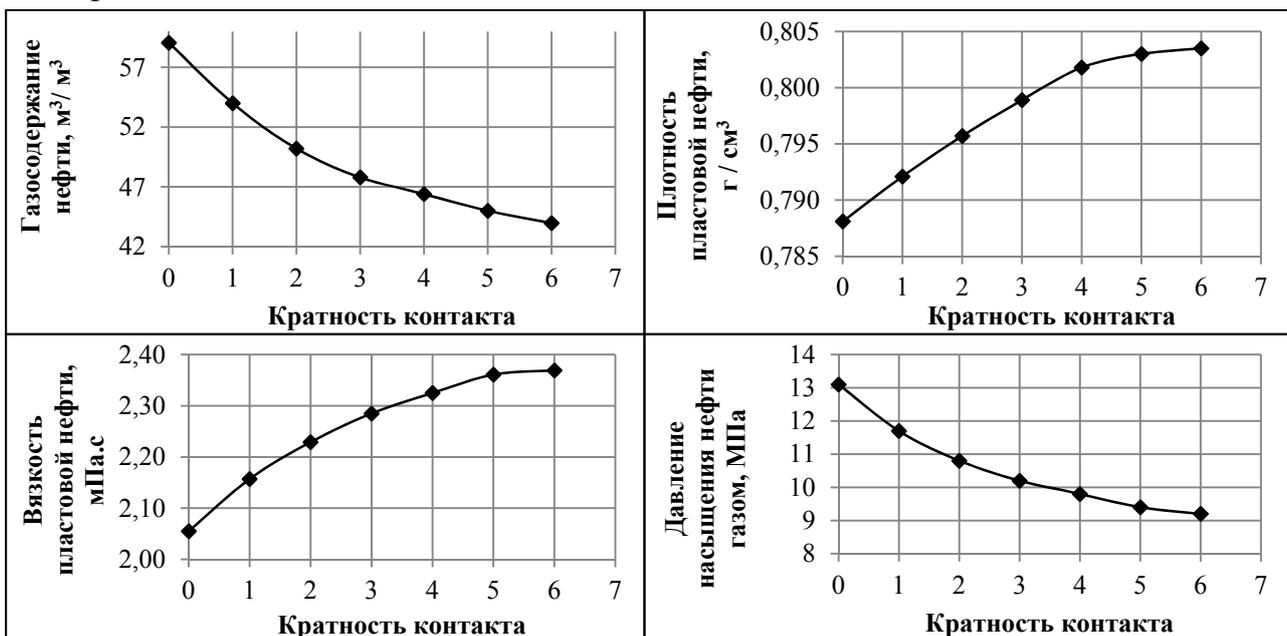


Рисунок 11 – Динамика изменения свойств пластовой нефти от кратности контакта с пластовой водой

Объем газа (в м<sup>3</sup>, при 20 °С и 0,101 МПа), растворенного в 1 м<sup>3</sup> минерализованной воды, рассчитывается по следующему алгоритму:

а) оценивается растворимость природного газа в пресной воде в зависимости от температуры и давления в диапазоне:  $P \geq 0,5$  МПа и  $20 \leq t \leq 120$  °С:

$$G_B^0 = \exp[a \cdot (\ln(\ln(P + 2,3214))) + b]. \quad (30)$$

Коэффициенты  $a$  и  $b$  в выражении (30) представляют собой полиномы третьей степени от температуры:

$$\begin{aligned} a &= 2,537 - 1,513 \cdot 10^{-2} \cdot t + 2,729 \cdot 10^{-4} \cdot t^2 - 1,163 \cdot 10^{-6} \cdot t^3 \\ b &= 1,229 + 1,867 \cdot 10^{-3} \cdot t + 1,724 \cdot 10^{-4} \cdot t^2 - 1,150 \cdot 10^{-6} \cdot t^3 \end{aligned} \quad (31)$$

б) оценивается влияние растворенных солей на газосодержание:

$$G_B^{пл} = G_B^0 \cdot (1 - X \cdot m). \quad (32)$$

Поправочный коэффициент  $X$  зависит, прежде всего, от температуры воды. В работах Jones Park J. предложены эмпирические поправочные коэффициенты, например, для температуры 37,8 °С эта величина составляет 0,074. В результате аппроксимации предложенных поправочных коэффициентов получено уравнение, описывающее изменение коэффициента от температуры:

$$X = 0,139 - 0,022 \cdot \ln t, \quad (33)$$

$$G_B^{пл} = G_B^0 \cdot [1 - m \cdot (0,139 - 0,22 \cdot \ln t)], \quad (34)$$

в) определяется растворимость природного газа в объеме минерализованной воды с учетом ее стандартной плотности:

$$R_B = \frac{G_B^{пл}}{\rho_B^{ст}} \cdot 10^3, \quad (35)$$

где  $R_B$  – растворимость природного газа в пластовой воде, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $G_B^{пл}$  – газосодержание воды, м<sup>3</sup>/т;  $t$  – температура растворения, °С;  $P$  – давление, МПа;  $m$  – массовая концентрация солей, %;  $\rho_B^{ст}$  – плотность пластовой воды в стандартных условиях: 20 °С и 0,101 МПа. Массовая доля солей с учетом концентрации рассчитывается через плотность минерализованной (пластовой) воды.

Таким образом, алгоритм расчета газосодержания минерализованной воды сводится к последовательным вычислениям с использованием уравнений (25)-(30).

Однако, пластовая система, с точки зрения фазового состояния, весьма сложна. Помимо двух фаз – водной и газовой, учитываемых в приведенных расчетах, в пластовых условиях существует еще одна – нефтяная. В этой связи алгоритм расчета для пластовых трехфазных систем преобразован и описан ниже.

В пластовых условиях растворимость метана, как основного компонента газовой фазы, переходящего в водную, оказывает наибольшее влияние на физико-химическое равновесие системы. Зависимость растворимости метана в чистой воде при  $38 \text{ °С} < T < 175 \text{ °С}$  и  $0 < P < 700$  бар:

$$X_{c1} = 10^{-3} \left[ \sum_{i=0}^3 \left( \sum_{j=0}^3 A_{ij} T^j \right) P^i \right] \quad (36)$$

где:

$$\begin{aligned} A_{00} &= 0,299 & A_{10} &= 2,283 \cdot 10^{-3} \\ A_{01} &= -1,27310 \cdot 10^{-3} & A_{11} &= -1,870 \cdot 10^{-5} \\ A_{02} &= 0,0001 & A_{12} &= 7,494 \cdot 10^{-8} \\ A_{03} &= 0,00001 & A_{13} &= -7,881 \cdot 10^{-11} \\ A_{20} &= -2,850 \cdot 10^{-7} & A_{30} &= 1,181 \cdot 10^{-11} \\ A_{21} &= 2,720 \cdot 10^{-9} & A_{31} &= -1,082 \cdot 10^{-13} \\ A_{22} &= -1,123 \cdot 10^{-11} & A_{32} &= 4,275 \cdot 10^{-16} \\ A_{23} &= 1,361 \cdot 10^{-14} & A_{33} &= -4,846 \cdot 10^{-19} \end{aligned}$$

$T$  – температура, °F ( $T(^{\circ}\text{F}) = 1,8 \cdot T(^{\circ}\text{C}) + 32$ ),

$P$  – давление, psi (1 атм = 1,01325 бар = 101325 Па = 14.696 psi).

Растворимость газа характеризуется как газосодержание воды  $R_B$  в стандартных условиях:

$$R_B = 1313 \cdot \frac{X_g}{1 - X_g} \quad (37)$$

где  $R_B$  – растворимость природного газа в пластовой воде,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ; 1313 – эмпирическая константа, выведенная с учетом анализа данных по растворимости природного газа для более чем 7370 объектов.

Отношение  $R_B$  (зависимость МакКейна, 1990):

$$\log \left( \frac{R_B(S)}{R_B(S=0)} \right) = -0,0840655 \cdot S \cdot (1,8 \cdot T + 32)^{-0,285854}, \quad (38)$$

где  $S$  выражается в масс. %,  $T$  – в  $^{\circ}\text{C}$ .

Наличие растворенных солей снижает растворимость газа, но не более, чем на 10 % для воды с минерализацией менее 3,5 %.

Результаты расчета объема добычи газа, растворенного в воде, представлены на примере объекта БС<sub>1</sub> Федоровского месторождения (таблица 12).

Расчетная величина газосодержания, в сравнении с лабораторными данными, несколько завышена, так как при расчетах учтено максимально возможное извлечение метана из всего объема газовой фазы. Однако, поскольку насыщение газом водной фазы происходит, в том числе, метаном, выделившимся не из свободной газовой фазы, а из нефти, то его (метана и, следовательно других углеводородных газов) будет меньше.

Таблица 12 – Результаты расчета газосодержания воды

№ п/п	Показатели	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1	Добыча нефти, тыс. т	526,3	505,0	444,6	380,4	351,3	312,0
2	Добыча воды, тыс. т	14742	14942	14751	14102	13911	13775
3	Обводненность, %	96,6	96,7	97,1	97,4	97,5	97,8
4	Водонефтяной фактор, т / т	28,0	29,6	33,2	37,1	39,6	44,2
5	Добыча растворенного газа, млн. м <sup>3</sup>	52,5	49,9	45,8	39,0	36,4	34,8
6	Промысловый газовый фактор, м <sup>3</sup> / т	99,8	98,8	102,9	102,5	103,6	111,5
7	Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> / т (гос. баланс)	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
8	Расчетная добыча растворенного газа по газосодержанию, млн. м <sup>3</sup>	25,3	24,2	21,3	18,3	16,9	15,0
9	<b>Растворенный газ</b> дополнительного извлечения, млн. м <sup>3</sup>	<b>27,2</b>	<b>25,6</b>	<b>24,4</b>	<b>20,7</b>	<b>19,5</b>	<b>19,8</b>
10	<b>Газосодержание воды, м<sup>3</sup> / т</b>	<b>1,8</b>	<b>1,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,5</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>

Расчетные показатели соответствуют фактическим значениям, ошибка составила не более 5,8 %, что укладывается в погрешность измерения при лабораторных исследованиях, что доказывает проблематику некорректного прогнозирования объема извлечения газа без учета объемов добываемой воды и достоверность предложенной методики решения указанной задачи.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате исследования существующих методов расчета констант фазового равновесия, применительно к давлениям до 1,0 МПа, которые характерны для технологических процессов подготовки нефти к транспорту, разработана методика определения констант фазового равновесия на основе совместного решения уравнений Рауля – Дальтона и расчетом давления насыщенных паров компонентов смеси по уравнению Антуана. Погрешность разработанной методики в сравнении с экспериментальными данными не превышает 3 %, что говорит о ее высокой достоверности. Предложенный математический аппарат позволяет значительно упростить расчеты основных технологических параметров работы системы подготовки нефти, расчета потерь нефти от испарения из резервуаров.

2. Предложена, научно обоснована и подтверждена экспериментально методика расчета газосодержания нефти с использованием метода определения констант фазового равновесия, что, в свою очередь, позволило разработать алгоритм учета влияния термобарических условий подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений на величину извлекаемых запасов растворенного газа. Выполненной серией вычислительных экспериментов доказано, что оптимизацией термобарических условий сепарации при сохранении значения давления насыщенных паров нефти в регламентированном диапазоне возможно снизить до 40 % величину фактического выхода попутного нефтяного газа. Это приводит к увеличению объема подготовленной нефти и одновременному снижению извлекаемых запасов растворенного газа.

3. Доказана возможность обеспечения параметров добываемого газа требованиям, предъявляемым к газу для подачи потребителю через магистральные газопроводы с применением разработанной энергосберегающей технологии подготовки попутного нефтяного газа с использованием жидкостно-газовых эжекторов и трехпоточной вихревой трубы. Для оценки применимости разработанной технологии для условий других месторождений установлены зависимости температуры точки росы подготавливаемого газа от его плотности и выходного давления. Вид полученных логарифмических зависимостей объяснен с позиции фазового поведения смеси углеводородных газов.

4. Обоснован выбор методов расчета параметров углеводородной системы (плотность, объемный коэффициент, газосодержание) и выполнено моделирование фазового состояния углеводородной смеси в пластовых условиях. Это позволило разработать метод разделения объема добываемого попутного нефтяного газа на газ, растворенный в пластовых условиях нефти и находящийся в свободном состоянии. Его использование обеспечивает повышение достоверности учета движения запасов при мониторинге разработки месторождений и позволяет оценивать риски образования техногенных газовых шапок с целью управления режимами работы добывающих скважин, что продемонстрировано применительно к объектам разработки ПАО «Сургутнефтегаз».

5. Разработаны методика расчета объема, растворенного в пластовой воде углеводородного газа, и алгоритм разделения объема добываемого попутного газа на газ, растворенный в нефти и воде. Погрешность методики в сравнении с фактическими данными составила не более 5,8 %, что укладывается в погрешность измерения при лабораторных исследованиях. Расчеты доказали необходимость учета объема газа, растворенного в попутнодобываемой воде при выполнении мероприятий по контролю за разработкой месторождений.

## СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### *Публикации в изданиях, включенных в международную базу Scopus:*

1. Фоминых, О. В. Методика расчета потерь углеводородов от испарения в резервуарах / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев, Л. Н. Духневич // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 3. – С. 25-27.
2. Машорин, В. А. Исследования влияния минерализации закачиваемых вод на проницаемость коллекторов Верхне-Шапшинского месторождения / В. А. Машорин, О. В. Фоминых // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 120-121.
3. Гультяева, Н. А. Исследование методов моделирования газосодержания пластовой нефти / Н. А. Гультяева, О. В. Фоминых, А. С. Самойлов, Р. Р. Сабитов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №4. – С. 90-92.

### *Публикации в изданиях, входящих в Перечень ВАК*

4. Леонтьев, С. А. Определение констант фазового равновесия по данным исследования глубинных проб нефти / С. А. Леонтьев, О. В. Фоминых // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 4. – С. 84-87.
5. Фоминых, О. В. Исследование методов расчета фазовых равновесий углеводородов / О. В. Фоминых, М. С. Яковлева, С. А. Леонтьев // Территория "НЕФТЕГАЗ". – 2010. – № 3. – С. 78-79.
6. Грачева, С. К. Исследование методов расчета констант фазового равновесия / С. К. Грачева, С. А. Леонтьев, О. В. Фоминых, М. С. Яковлева // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 8. – С. 25-28.
7. Леонтьев, С. А. Метод расчета газосодержания / С. А. Леонтьев, О. В. Фоминых // Территория "НЕФТЕГАЗ". – 2010. - № 10. – С. 16-17.
8. Фоминых, О. В. Анализ общих закономерностей изменения констант фазового равновесия от давления // Нефтегазовое дело (электронный журнал). – 2011. – № 3. – С. 323-327. URL: <http://ogbus.ru/article/view/analiz-obshhix-zakonomernostej-izmeneniya-konstant-fazovogo-ravnovesiya-ot-davleniya/24005>
9. Леонтьев, С. А. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения / С. А. Леонтьев, А. Н. Марченко, О. В. Фоминых // Нефтегазовое дело (электронный журнал). – 2012. – № 3. – С. 211-220. URL: <http://ogbus.ru/article/view/obosnovanie-racionalnykh-technologicheskix-parametrov-podgotovki-skvazhinnoj-produkcii-vyngapurovskogo-mestorozhdeniya/23758>
10. Иванов, А. В. Подготовка низконапорного нефтяного газа / А. В. Иванов, О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев // Территория "НЕФТЕГАЗ". – 2012. – № 8. – С. 16-20.
11. Марченко, А. Н. Подсчет запасов растворенного газа / А. Н. Марченко, О. В. Фоминых, Ю. С. Девяткова // Территория "НЕФТЕГАЗ". – 2012. – № 8. – С. 16-20.
12. Иванов, А. В. Энергосберегающая технология подготовки низконапорного попутного нефтяного газа / А. В. Иванов, О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев // Нефтегазовое дело (электронный журнал). – 2012. – №4. – С. 408-419. URL:

<http://ogbus.ru/article/view/energoberegayushhaya-texnologiya-podgotovki-nizkonapornogo-poputnogo-neftyanogo-gaza/23727>

13. Овчинников, В. П. Совершенствование технологии подготовки попутного нефтяного газа / В. П. Овчинников, М. А. Жидков, Н. В. Столяр, О. В. Фоминых // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 3. – С. 45-50.
14. Гульятеева, Н. А. Рост текущего газового фактора. Влияние растворенного в пластовой воде газа на общий объем добываемого со скважинной продукцией газа / Н. А. Гульятеева, В. И. Шилов, О. В. Фоминых // Территория "НЕФТЕГАЗ". – 2013. – № 9. – С. 50-57.
15. Фоминых, О. В. Энергетический потенциал попутно добываемого нефтяного газа. Учет прорывного газа в общем объеме добываемой продукции скважин / Н. А. Гульятеева, О. В. Фоминых // Территория "НЕФТЕГАЗ". – 2013. – № 10. – С. 66-73.
16. Марченко, А. Н. Геолого-промысловое обоснование величины извлекаемых запасов растворенного газа / А. Н. Марченко, О. В. Фоминых, Ю. С. Девяткова // Недропользование – XXI век. – 2013. – № 2 (39). – С. 44-46.
17. Сидоров, И. В. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин для добычи высоковязкой нефти месторождения Катангли / И. В. Сидоров, В. А. Коротенко, О. В. Фоминых // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 24-27.
18. Растрогин, А. Е. К вопросу обоснования предельных дебитов горизонтальных скважин в нефтегазовых залежах / А. Е. Растрогин, О. В. Фоминых, С. Н. Саранчин // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 6. – С. 5-7.
19. Фоминых, О. В. Исследование методов определения давления насыщения нефти газом / О. В. Фоминых, Н. А. Гульятеева, А. С. Самойлов, Р. Р. Сабитов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 10. – С. 18-20.
20. Фоминых, О. В. Технология площадкой циклической закачки пара горизонтальными скважинами при разработке месторождений высоковязкой нефти / И. В. Сидоров, Д. А. Юрьев, В. А. Коротенко, О. В. Фоминых // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 12. – С. 42-45.
21. Фоминых, О. В. Оценка эффективности реализации технологии площадной циклической закачки пара при разработке месторождений высоковязкой нефти / И. В. Сидоров, О. В. Фоминых, Н. Е. Ведерников // Научно-технический вестник ОАО "НК Роснефть". – 2016. – № 2 (43). – С. 65-67.
22. Чусовитин, А. А. Мониторинг разработки газонефтяной зоны пластов АВ Самотлорского месторождения с применением цифровых фильтрационных моделей / А. А. Чусовитин, А. С. Тимчук, О. В. Фоминых, А. С. Самойлов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 5 (51). – С. 52-55.
23. Огорельцев, В. А. Лабораторные исследования влияния реологических характеристик сшитых полимерных систем на коэффициенты проницаемости и вытеснения нефти / В. А. Огорельцев, С. А. Леонтьев, В. А. Коротенко, С. И. Грачев, В. Ф. Дягилев, О. В. Фоминых // Вестник Пермского национального исследовательского университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – № 2. – С. 262-274.

*Монографии*

24. Фоминых, О. В. Расчеты констант фазового равновесия / О. В. Фоминых, С. А. Леонтьев, Р. М. Галикеев. – СПб: Недра, 2010. – 107 с.
25. Фоминых, О. В. Ресурсосберегающие технологии нефтяной промышленности / О. В. Фоминых, А. Н. Марченко, А. В. Иванов, С. А. Леонтьев. – СПб: Недра, 2011. – 184 с.
26. Коршак, А. А. Сокращение потерь углеводородов в системах сбора и подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений / А. А. Коршак, С. А. Леонтьев, О. В. Фоминых. – Тюмень: ТИУ, 2019. – 200 с.

Издательство «Вектор Бук»

Лицензия ЛР № 066721 от 06.07.99 г.

Подписано в печать 12.10.2020 г.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Печать Riso.

Усл. печ. л. 1,44. Тираж 100 экз. Заказ 1010.

Отпечатано с готового набора в типографии издательства «Вектор Бук».

Лицензия ПД № 17-0003 от 06.07.2000 г.

625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.

Тел. (3452) 46-54-04, 46-90-03.