

О курсе лекций.

Курс лекций «Физико-химические свойства пластовых флюидов» читается на магистерской программе «Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи» в Высшей Школе Теоретической Механики и Математической Физики в Санкт-Петербургском Политехническом университете Петра Великого.

Автор курса: Александр Иосифович Брусиловский.

Видеозаписи лекций курса доступны по ссылке: [GO TO RECORDINGS](#).

Содержание

1 Лекция 10.10.2022 (Брусиловский А.И.)	2
1.1 Классификация, поведение и исследование пластовых углеводородных систем	8
1.2 Фазовые диаграммы пар-жидкость	35
1.3 Типы пластовых углеводородных смесей	55
2 Лекция 24.10.2022 (Брусиловский А.И.)	73
3 Лекция 25.10.2022 (Брусиловский А.И.)	91
3.1 Исследования пластовой нефти, в которых определяются базовые параметры	91
4 Лекция 26.10.2022 (Брусиловский А.И.)	140
5 Лекция 27.10.2022 (Брусиловский А.И.)	171

Физико-химические свойства пластовых флюидов

Конспект лекций

Муравцев А.А.¹

Брусиловский А.И.²

12 июля 2023 г.

1 Лекция 10.10.2022 (Брусиловский А.И.)



Физико-химические свойства пластовых флюидов

Центр профессионального роста БРД

Д.т.н., проф. Брусиловский Александр Иосифович

Курс для Санкт-Петербургского Политехнического Университета



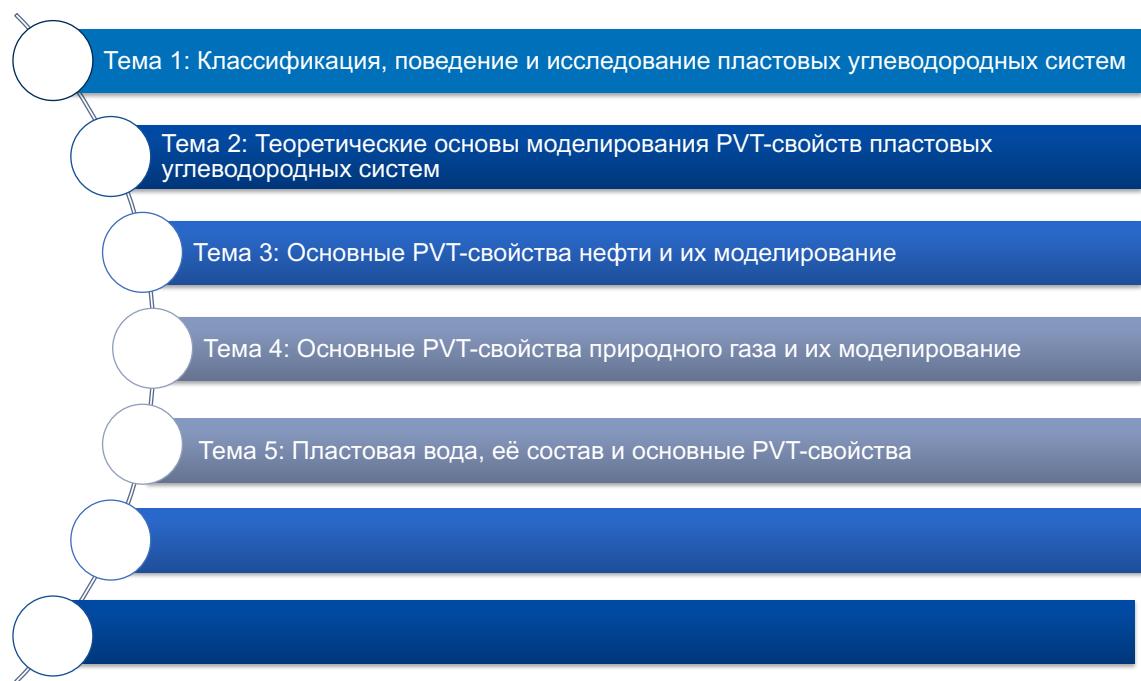
Видите на слайде «PVT-свойства нефти, газа и пластовой воды», а у вас курс называется «Физико-химические свойства пластовых флюидов». Это по сути одно и то же. Чтобы вы пони-

¹конспектирует; email: almuravcev@yandex.ru

²лектор, Высшая школа теоретической механики, Санкт-Петербургский Политехнический университет. Дополнительные материалы к лекциям [доступны по ссылке](#).

мали: у нефтяников и газовиков принят термин PVT-свойства (давление, объём, температура) для физико-химических свойств флюидов.

Содержание курса



Газпром нефть | 2

Я очень коротко представлюсь. Я сотрудник Научно-Технического Центра Газпром-Нефти. В 1974 году я закончил Московский институт нефти и газа (сейчас он называется университет) по специальности «Прикладная математика». С 1977 по 1980 учился в аспирантуре. В 1980 защитил кандидатскую диссертацию. Работал на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений института имени Губкина. Это была ведущая кафедра, которая не уступала по своей компетенции и кругу вопросов научно-исследовательскому институту. Занимался вопросами, связанными с моделированием фазовых превращений с применением уравнений состояния для крупнейших газоконденсатных месторождений Советского Союза (совершенно разных месторождений по месту нахождения, в том числе и тех, которые сейчас относятся к независимым государствам – Узбекистан, Казахстан и так далее, но основное конечно это Россия).

Далее в 1987 году был образован институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук. Я перешёл туда в лабораторию газонефтексенсатоотдачи. Этот институт был образован на базе Губкинского университета. Тогда полные сил маститые учёные руководили лабораториями, я работал в составе одной из лабораторий и в 1994 году защитил докторскую диссертацию. Далее работал в должности главного научного сотрудника этой лаборатории.

В 2002 году я перешёл в Научно-Технический Центр СибНефти, которая в 2006 стала Газпром-Нефтью. С тех пор я работаю в этой компании. По сути 20 лет я занимаюсь вопроса-

ми обоснования свойств нефти и газа месторождений этой крупной компании. То есть я имею большой теоретический багаж на основе того, что было наработано в Академии Наук и до этого в Губкинском Институте, и большой практический опыт. Поэтому я постараюсь в лекциях рассказать вам квинтэссенцию (как бы основные моменты), которые вам будут полезны. И это даст вам возможность лучше ориентироваться в терминологии и в том, что обычно используется на практике. Всё это концентрируется вокруг физико-химических или РВТ-свойств пластовых флюидов.

Цели курса

1. Понять связь физико-химических свойств пластовых флюидов месторождений нефти и газа с их компонентным составом и термобарическими условиями;
2. Ознакомиться с методологией получения информации о РВТ-свойствах пластовых УВ флюидов;
3. Получить представление об основах моделирования фазового состояния пластовых УВ систем с применением уравнений состояния и использования результатов при прогнозировании процессов разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа;
4. Получить информацию о корреляциях для оценки РВТ–свойств нефти, газа и пластовой воды при проведении технологических расчетов.

Газпром нефть | 3

Причём есть такая особенность: если до сравнительно недавних пор Газпром-Нефть занималась разработкой нефтяных месторождений, то в последние годы это и месторождения газоконденсатные, с нефтяной оторочкой или же нефтяные с газовой шапкой. И даже есть месторождения чисто газоконденсатные. Про конкретные месторождения я тоже слайд подготовил.

Итак, цель курса: понять связь физико-химических свойств пластовых флюидов месторождений нефти и газа с их компонентным составом и термобарическими условиями.

Первый тезис: любые свойства природных углеводородных систем определяются компонентным составом и термобарическими условиями. Основой являются фундаментальные положения физической химии и, как её части, термодинамики многокомпонентных систем. Серьёзная наука физическая химия развивается, начиная практически с 19 века, и её теоретические положения нашли практическое применение при обосновании свойств нефтяных и газовых месторождений. Но фундаментальные основы (и вообще фундаментальная наука) отличаются

ются общностью приложений. И для физической химии много очень приложений в промышленности. Только одно из них — это обоснование свойств природных углеводородных систем, каковыми являются нефть и природные газы.

Теперь очень важно понять, а как же получать информацию о пластовых флюидах, которые залегают на километровых глубинах. Километр — это очень небольшая глубина. Для глубокопогруженных залежей (пластины, залегающие на глубине 4 или 5 километров) давление составляет сотни бар и температура может значительно превышать 100 градусов по Цельсию. И чем глубже, тем выше температура, тем выше давление. Поэтому нам важно получать пробы пластовых нефтей и пластовых газов, которые бы правильно отражали их компонентный состав, а следовательно и их свойства при термобарических условиях залегания в пластах. Это нужно для проектирования разработки.

Для промысловой подготовки нам нужно уметь прогнозировать свойства при термобарических условиях, соответствующих промысловой сепарации и транспортировке флюидов. Причём если в пласте у нас один компонентный состав флюида (практически всегда в нефти растворён газ), то при промысловой обработке газ от нефти отделяется (часто в природных газах растворены компоненты пентаны плюс вышекипящие, которые называются стабильный конденсат, и эти пентан плюс вышекипящие выделяются из газоконденсатной смеси). Всё это происходит при достаточно высоких давлениях и широком диапазоне температур, которые в пласте всегда положительные, при промысловой подготовке у нефтяников тоже положительные температуры, а у газовиков температура при промысловой подготовке может быть отрицательной и составлять несколько десятков градусов со знаком минус (потому что технологии выделения конденсата из газа и выделения растворённого газа из пластовой нефти совершенно отличаются именно технологией).

Я вам должен сказать, что в практике обучения нужно обязательно знать и особенности свойств пластовых нефтей, и особенности свойств природных газоконденсатных смесей, потому что современные нефтяные компании, такие как Роснефть, Газпромнефть и другие, в том числе и Лукойл и так далее (нас прежде всего интересуют наши отечественные компании) разрабатывают месторождения самые разнообразные: и нефтяные, и газоконденсатные, и нефтегазоконденсатные и так далее. Я вам хочу сказать, что у нас долгое время (и сейчас тоже) в крупнейших нефтяных вузах есть отдельно кафедры разработки нефтяных месторождений и отдельно кафедры разработки газоконденсатных месторождений, и зачастую те, кто преподаёт и обучается на кафедре нефтяных месторождений, имеют очень слабое представление о технологии и свойствах газоконденсатных систем. И наоборот: те, кто изучает технологии разработки газовых месторождений, имеют слабое представление о нефтях. Это из моего опыта. А нужно иметь обязательно представление и о том, и о другом, потому что сейчас, кстати говоря, условия залегания сильно отличаются и очень часто встаёт вопрос о рациональной разработке двухфазных залежей. То есть, это нефтяные залежи с газовой шапкой, и нужно понимать и физику, и как готовить добываемую продукцию, и как добиться повышения нефтеотдачи, газоотдачи, конденсатоотдачи. В общем, это очень большие проблемы.

Проектирование осуществляется на базе комплексного использования результатов промысловых исследований, лабораторных исследований и математического моделирования технологических процессов. Сейчас для всего этого есть стандартные программные комплексы. И

эти стандартные комплексы (кем бы и где бы они ни создавались – за границей или у нас) при моделировании фазового состояния используют уравнение состояния и основы термодинамики многокомпонентных систем. Поэтому тот очень краткий обзор, который я вам прочитаю по уравнениям состояния, включает в себя постановку основных задач (математическую постановку для моделирования фазового состояния). Это во всех программных комплексах используется. И это, так называемые, теоретические основы, их важно понимать. Повторю ещё раз, что при моделировании фазового состояния используется основа термодинамики многокомпонентных систем в совокупности с уравнениями состояния, а также результаты лабораторных исследований.

А второе направление – это применение так называемых корреляций для оценки PVT-свойств нефти, газа и пластовой воды при проведении технологических расчетов. Когда мы зачастую не знаем компонентный состав, когда мы имеем дело с теплофизическими свойствами (это прежде всего динамическая вязкость), то для оценки PVT-свойств используются корреляции.

То есть в инженерной практике комплексно используется и моделирование с применением серьезной теории, алгоритмов и уравнений состояния, а также корреляций, которые основаны на обработке большого количества экспериментальных данных, полученных на промысле и в лабораториях.

Анализ PVT - свойств

Зачем необходимы PVT-свойства и где их используют?

- подсчет запасов нефти, газа, конденсата в месторождениях
- инженерные расчеты при проектировании и мониторинге разработки месторождений
- расчеты потоков флюидов в скважинах и трубопроводах
- расчеты наземного оборудования

PVT-свойства используются:

1) для подсчета запасов нефти, газа и конденсата в месторождениях;

2) для инженерных расчетов при проектировании (начальная стадия, когда создаётся проект разработки) и мониторинге (мониторим выполнение проекта) разработки месторождений. При мониторинге мониторим, насколько проектные данные (прогнозные) совпадают с фактическими. Это еще зависит и от того, насколько надежными были исходные данные при проектировании разработки, при подсчете запасов. Потому что зачастую данные о PVT-свойствах пластовых нефтей, газов, конденсатов, полученные в период разведки, затем корректируются, так как далеко не всегда сразу получают так называемые промысловые представительные пробы пластовых флюидов в период разведки. И потом уже фактические данные разработки говорят о том, что исходные данные, принятые на основе первичных исследований, не вполне правильные. Это происходит из-за сложности получения так называемых представительных проб флюидов и пластовых нефтей, и газоконденсатных систем. И я расскажу, какие же возникают трудности для того, чтобы вы ориентировались.

3) для расчёта потоков флюидов в скважинах и трубопроводах. Требуются знания PVT-свойств, так как даже если поток углеводородного флюида вблизи забоя однофазный, то вследствие падения давления в скважине по мере движения флюида к поверхности происходит выделение газа, который растворён в пластовых условиях в пластовой нефти. Соответственно, поток из однофазного (в данном случае не говорю о том, что всегда есть вода, так как считаю её инертным флюидом) превращается в двухфазный. То есть углеводородная система из однофазной превращается в двухфазную (когда есть и газовая фаза, и жидкая углеводородная фаза), а здесь для проведения расчётов требуется уже серьёзная гидродинамика. Здесь возможны различные режимы течения и в скважинах, и в трубопроводах. И этому уделялось тоже очень большое внимание. Это серьёзная гидродинамика и серьёзные эксперименты, которые на протяжении десятков лет проводятся, и за рубежом, и в нашей стране.

4) для расчёта наземного оборудования. Тоже важно знать PVT-свойства, так как они касаются технологических схем обустройства месторождений, то есть это и сепарация, и различные аппараты для выделения газа из нефти, конденсата из природного газа и так далее. Отдельные компоненты выделяются обычно на заводах, на газоперерабатывающих заводах, газохимических комплексах. А вот первичное выделение на поверхности тоже требует понимания фазовых превращений и умения их прогнозировать. Повторяю, что для этого существуют современные универсальные программные комплексы, но нужно понимать, что в их основе, какая теория, на чём основаны расчёты, и понимать физическую сущность получаемых результатов. Обо всём этом я постараюсь вам рассказать, и это является основной моей задачей. Такой широкий обзор обусловлен моей многолетней практикой как в теоретическом плане, так и при решении практических задач, особенно в процессе последних 20 лет работы в Научно-Техническом Центре «Газпромнефть».

1.1 Классификация, поведение и исследование пластовых углеводородных систем

Тема 1: Классификация, поведение и исследование пластовых углеводородных систем

- Компонентный состав природных углеводородных систем
- Фазовые диаграммы
- Типы пластовых углеводородных флюидов
- Промысловые и лабораторные исследования пластовых флюидов

Газпром нефть | 5

Химические компоненты природных углеводородных (УВ) флюидов

- алканы: C_nH_{2n+2}
- циклоалканы (нафтины): C_nH_{2n}
- арены: C_nH_{2n-6}
- асфальтены
- неуглеводородные компоненты: N_2, CO_2, H_2S, He



Газпром нефть | 6

Я буду пользоваться мной написанной монографией, учебники разные, вот я просто вам частью зачитаю какие-то вещи, которые позволяют вам лучше ориентироваться и тем более, что формулировки были продуманы в процессе написания. Те, кто заинтересуется первоисточниками, я потом их дам.

Нужно чётко понимать, что нефть и природные газы – это смеси углеводородных и неуглеводородных веществ, залегающих в недрах Земли. Входящие в смесь индивидуальные вещества называются её компонентами, а компонентный состав пластового флюида, ещё раз вам повторяю, и температура залежи определяют тип смеси (нефть или природный газ).

Что такое нефть в общем случае? Это природная многокомпонентная система, находящаяся в пластовых условиях в жидком состоянии (т.е. если вы открыли залежь и пластовый углеводородный флюид находится в жидком состоянии, то вы открыли нефтяную залежь). Эта углеводородная смесь (пластовая нефть) состоит из соединений парафиновой, нафтеновой и ароматической групп. Но в то же время в ней входят и неуглеводородные соединения, которые представлены на слайде. В пластовых нефтях есть азот, диоксид углерода, сероводород, гелий. Каждый компонент привносит особенности в поведение пластовых флюидов и в направление переработки и использования компонентов пластового флюида.

Про алканы вы знаете из химии, но я кратко повторю. Алканы имеют химическую формулу C_nH_{2n+2} (состоят из углерода и водорода). Входят в состав также циклоалканы, их называют также нафтенами (C_nH_{2n}), арены (ароматика) C_nH_{2n-6} . Кроме углеводородов в состав нефтей входят высокомолекулярные вещества асфальтены. Их молекулярная масса может достигать

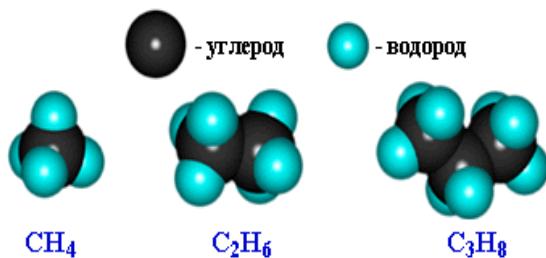
10000. В этих соединениях не только углеводороды, но и кислород, и другие компоненты. Другими словами, это очень высокомолекулярные соединения, которые могут быть в небольшом количестве, но они, выделяясь в твердую фазу, могут создавать большие проблемы с точки зрения разработки и эксплуатации месторождений, особенно в призабойной зоне и при течении в стволе скважины. Есть такие термобарические условия, при которых могут выпадать в твердую фазу асфальтены и парафины. Парафины – это углеводороды с числом атомов углерода от 17 до 64. И они тоже в твердую фазу могут выпадать и при пластовых условиях, и в стволе скважины, и требуются специальные меры и реагенты для удаления этой твердой фазы и уменьшения её отрицательного влияния на фильтрацию флюидов в пористой среде и течение в стволе скважины. Неуглеводородные компоненты, которые я назвал уже, могут тоже очень сильно влиять на товарные свойства флюидов, которые мы добываем.

Я должен вам сказать, что существуют специальные издания и физико-химические лаборатории и так далее, которые специализируются на том, как нам эксплуатировать нефть, и как нам эксплуатировать залежи с высоким содержанием сероводорода, диоксида углерода и других нежелательных компонентов. Значит, что касается терминологии... Я сейчас буду говорить о нефти. В инженерной практике используют термины:

- 1) «пластовая нефть», которую я уже называл. Это залегающая в недрах Земли смесь природных углеводородных систем и с другими компонентами, которые находятся в жидкому агрегатном состоянии;
- 2) «промышленная нефть» – это безводная жидккая составляющая продукции добывающих скважин в трубопроводах и других объектах промышленного оборудования нефтяных месторождений;
- 3) «сырая нефть» – это добываемая из скважин смесь промышленной нефти и попутной воды. То есть, «сырая нефть», когда вы услышите такой термин, это смесь промышленной нефти и попутной воды;
- 4) «товарная нефть» – это нефть, подготовленная к поставке потребителям и соответствующая требованиям действующих нормативных технических документов. Именно «товарная нефть» является продукцией нефтяного промысла, поступающей в систему Транснефти. Транснефть – это объединение, которое занимается транспортировкой подготовленной нефти до потребителей.

Основные предельные углеводороды (алканы)

Метан - CH_4 (C_1)



Этан - C_2H_6 (C_2)

Пропан - C_3H_8 (C_3)

Бутан - C_4H_{10} (C_4)

Пентан - C_5H_{12} (C_5)

Гексан - C_6H_{14} (C_6)

Гептан - C_7H_{16} (C_7)

В стандартных условиях
($P=0,1013 \text{ МПа}; T=20^\circ\text{C}$)

$C_1\text{-}C_4$ - газ

$C_5\text{-}C_{16}$ - жидкость

C_{17} и выше – твердое состояние

Газпром нефть | 7

Я рассказывал вам про алканы. На этом слайде представлены примеры алканов. Видите, метан – CH_4 , этан – C_2H_6 и так далее. Общая формула – $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$. И тут есть такая особенность. В программных комплексах очень часто, да и в литературе бывает, CH_4 пишут просто метан – C_1 , этан – C_2 и так далее. То есть ограничиваются числом атомов углерода в молекуле углеводорода. Такая аббревиатура часто встречается в программных комплексах, чтобы вы понимали, что такое C_1 , C_2 , C_3 , C_4 и так далее.

Теперь, в стандартных условиях. Каковы стандартные условия? Это одна физическая атмосфера и 20 градусов Цельсия, ну или 293,15 градусов Кельвина. Значит, 20 градусов Цельсия – это в нефтяной и газовой промышленности у нас в стране такое стандартное условие. Метан, этан, пропан, бутаны в стандартных условиях как отдельные компоненты находятся в газовом агрегатном состоянии. Начиная с пентанов (могут быть изопентан или нормальный пентан; изо – это изомер) в природных смесях при стандартных условиях являются жидкостью (есть еще неопентан, но в природных смесях он практически отсутствует). А начиная с углеводородов, в которых число атомов углерода 17 и выше, они находятся при стандартных условиях в твердом состоянии (как отдельные компоненты). Но когда эти компоненты находятся в смеси, то в зависимости от компонентного состава в пластовых условиях они либо в газовом, либо в жидком агрегатном состоянии. Вот эти смеси. То есть одно дело индивидуальные вещества, а другое дело их смеси. Это и есть то замечание, которое я хотел отметить.

О составе нефтей и природных газов

Мольная доля i -го компонента – отношение числа молей i -ого компонента к общему числу молей смеси

$$x_i = \frac{n_i}{\sum_{j=1}^N n_j}$$

Прим.: Моль (грамм-моль) вещества – количество вещества в граммах, численно равное относительной молекулярной массе этого вещества M . M показывает, во сколько раз масса молекулы данного вещества больше 1/12 массы атома углерода.

Связь между мольными x_i и массовыми ω_i долями i -го компонента смеси

$$x_i = \frac{\omega_i / M_i}{\sum_{j=1}^N \omega_j / M_j}; \quad \omega_i = \frac{x_i M_i}{\sum_{j=1}^N x_j M_j},$$

Газпром нефть | 8

Я очень тщательно готовил презентацию для вас, чтобы основные понятия отразить обязательно, и чтобы вы могли, те кто не знает, чтобы вы могли их как-то запомнить.

В физической химии в расчётах фазового равновесия используют мольный компонентный состав пластовых флюидов. В учебниках вы можете увидеть, что наряду с мольным есть ещё объёмный состав, массовый состав. Имейте в виду, что в науке, в физической химии, в термодинамике многокомпонентных систем и в программных комплексах для расчёта фазовых превращений нам нужно знать мольный компонентный состав смеси. Не объёмный, не массовый, а именно мольный. Так вот, по определению отношение числа молей i -ого компонента к общему числу молей смеси, это есть мольная доля i -ого компонента. И в примечании я написал для вас, потому что не все знают, не всех знали, но теперь будете знать, что такое моль. Моль это сокращённо, а вообще-то полный термин это грамм-тире-моль вещества. Количество вещества в граммах численно равное относительной молекулярной массе этого вещества. И вот это молекулярная масса показывает, во сколько раз масса молекул данного вещества больше 1/12 массы атома углерода. И, например, вот у нас есть метан, CH_4 . Молекулярная масса углерода 12, молекулярная масса водорода, атомная масса, значит это H , это единичка. И значит молекулярная масса метана 16. Молекулярная масса 16, тогда моль метана это 16 грамм. Для этана C_2H_6 у нас получается молекулярная масса 12 на 2 плюс 6 это 30. И значит моль равен 30 грамм. Вот теперь, какова связь между мольными и массовыми долями i -ого компонента смеси? Значит у нас получается такая связь, что если мы знаем массовую долю компонента смеси, то поделив массовую долю i -ого компонента на его молекулярную массу (это представлено в

числителе ω_i/M_i , и поделив на сумму таких частных для всех компонентов смеси, то мы с вами получаем мольную долю компонента. Почему? Потому что это из определения мольной доли. Это если вам известна массовая доля компонента в смеси, то нужно знать молекулярную массу всех компонентов и мы можем рассчитать мольную долю компонента в смеси. Или наоборот, если мы знаем мольную долю компонента в смеси, то мы можем рассчитать по формуле справа внизу массовую долю компонента в смеси. В любом случае нам нужно знать молекулярную массу любого компонента смеси. Это для справки.

Используемая терминология

Термин	Содержание
Пластовые нефти	Природные многокомпонентные системы, находящиеся в пластовых условиях в жидким состоянии и состоящие преимущественно из углеводородных соединений парафиновой, нафтеновой и ароматической групп
Природные газы	Смеси углеводородных и неуглеводородных веществ, которые в пластовых условиях находятся в газовом состоянии (в виде отдельных скоплений – газовые залежи или в виде газовых шапок нефтегазовых залежей – свободный газ) либо в растворенном (в нефти или воде) состоянии, а в стандартных условиях (0,1013 МПа и 20 С) – только в газовой фазе.

Газпром нефть | 9

Теперь, вот ещё раз, какая используется терминология, и вы лучше будете понимать. Пластовые нефти – природная многокомпонентная система, находящаяся в пластовых условиях в жидким состоянии. Это основа. То, что в жидким состоянии в пластовых условиях изначально – это значит смесь наша нефть. И состоят они преимущественно из углеводородных соединений парафиновой и нафтеновой ароматической группы. А природные газы – это смеси, которые в пластовых условиях находятся в газовом агрегатном состоянии. Они могут находиться в виде отдельных скоплений – это газовые залежи, или в виде газовых шапок нефтегазовых залежей – это свободный газ, газовая шапка – свободный газ над нефтяной оторочкой. Либо это свободные газы. А также природные газы могут находиться в растворённом состоянии – в нефти или в пластовой воде. Практически всегда в пластовых нефтях есть растворённый газ в том или ином количестве. И также отдельные компоненты, такие как метан, в значительной меньшей степени этан, пропан, и диоксид углерода, и сероводород – они хорошо растворяются в пластовой воде.

Содержание компонентов (% мол.) в пластовых нефтях различных месторождений

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅₊	N ₂ [*]	CO ₂	H ₂ S
<i>Ромашкинское</i>	15,20	9,22	7,66	5,47	59,1	3,18	0,08	-
<i>Самотлорское:</i> - пласт А ₄	40,68	1,55	1,51	3,00	52,9	0,11	0,23	-
- пласт Б ₈	31,10	3,33	6,24	6,38	52,3	0,58	0,05	-
<i>Талинское</i>	44,88	7,38	3,85	1,39	42,5	-	-	-
<i>Тенгизское</i>	42,23	8,47	5,21	3,34	21,1	0,77	2,60	16,2
<i>Приобское:</i> - пласт АС ₁₀	20,62	1,88	4,67	6,60	65,6	0,33	0,32	-
<i>Сугумтское:</i> - пласт БС9-2	30,04	3,54	6,00	4,89	54,7	0,53	0,33	-
<i>Ярайнерское:</i> - пласт ПК ₂₀	51,74	0,11	0,06	0,79	46,8	0,18	0,34	-
- пласт БВ ₂	34,93	2,80	1,43	2,65	57,6	0,54	0,01	-
- пласт ЮВ ₁	47,15	8,67	10,6	6,37	26,3	0,33	0,64	-
<i>Крапивинское:</i> - пласт Ю1-3б	15,78	2,24	4,62	5,02	71,1	0,66	0,61	-

* Азот + инертные газы (гелий и др.)

Газпром нефть | 11

Теперь я хотел бы привести примеры компонентного состава нефтяных месторождений и газовых месторождений. На этом слайде у нас примеры составов для нефтяных месторождений. Для чего? Для того, чтобы вы понимали, что очень разнообразные составы есть по концентрации (по содержанию отдельных компонентов). И именно компонентный состав, по нему можно сказать, какой же растворён газ в нефтяном месторождении, прямо по компонентному составу пластовой нефти. Ну, нужен определённый опыт, но это всё нарабатывается. И каково же газо содержание, то есть количество газа растворённого можно оценить, условно говоря, небольшое, средненькое или очень высокое. По компонентному составу пластового газа даже если вы ещё не знаете результаты лабораторных исследований, а просто перед вами компонентный состав. Так вот, по нефтяным месторождениям. Здесь только крупные месторождения.

Ромашкинское месторождение – это уникальное месторождение в Татарии, которое до сих пор разрабатывается, а начали разрабатывать в 1945 году сразу после окончания Великой Отечественной войны. И это месторождение уникальное по запасам (там миллиарды тонн нефти) и было основой по добыче нефти в Советском Союзе после исчерпания запасов нефти в Закавказье. Во время войны очень большое значение имела добыча нефти в Баку, в Чечне, в Ингушетии и так далее. Ну вот в Закавказском регионе колоссально. А после войны Ромашкинское месторождение стало основным источником добычи нефти. Значит, мы видим с вами, что по приведенному составу у нас метана совсем немного, а очень много в растворенном газе этана, пропана и бутана.

Вы видите, что просто большущая концентрация в растворенном газе этана, пропана, зна-

чит, этот газ — это очень ценное сырье для переработки. А метана, то есть это нельзя назвать, что метан там основной компонент в растворенном газе. Нет, это многокомпонентная система, растворенный газ, поэтому в Татарии используют, ну, то есть там и газопереработка, специальный комплекс есть не только для нефтепереработки, но и для газопереработки. Ну, вот это теперь. Вот растворенный газ у нас включает до бутана включительно, азот и диоксид углерода. В Ромашкинском месторождении сероводорода практически нет (по тому составу, который приведен). Но, значит, и немного диоксида углерода. Но вообще надо сказать, что в месторождениях Татарии и Башкирии есть и сероводород, и сера. И вот что я вам чуть подальше, чуть попозже вам могу сказать. Но, так сказать, вот очень большой, большой бич для нефтяников, если в составе нефти есть сера, вот чуть подальше я вам расскажу, что существует классификация по содержанию серы и других компонентов, вот чуть подальше. А это просто примеры, примеры, живые примеры компонентного состава пластовых нефтей.

Самотлорское месторождение (Западно-Сибирское) — это гигант, который стал основным для добычи нефти после того, как было открыто. Оно было открыто в начале 60-х годов. Вот эти гигантские месторождения Западной Сибири, они подхватили эстафету от месторождений Татарии. Это уже многопластовые месторождения и здесь в качестве примера показано, что для различных пластов могут сильно отличаться свойства пластовой нефти. Что мы видим по пласту A₄ Самотлорского месторождения? Значит, в основном в растворенном газе у нас метан. Мало этана, мало пропана, бутанов чуть больше и небольшое количество азота и диоксида углерода. Азот всегда присутствует в составе растворенных газов, практически всегда. И есть практически всегда диоксид углерода. Но слава богу, что нет сероводорода. Сероводород очень неприятный компонент, который нужно извлекать, он влияет на коррозию и так далее. Я чуть дальше об этом скажу. Значит, а в пласте B₈ Самотлорского месторождения мы видим, что у нас более жирный газ, в составе растворенного газа уже меньше метана, больше этана, значительно больше пропана и существенно больше бутанов, чем в пласте A₄.

Талинское месторождение — это месторождение, которое разрабатывает Роснефть в Западной Сибири. И, значит, видно, что в растворенном газе достаточно много этана, пропана. И видно, что еще? Газосодержание высокое на этом месторождении. То есть количество растворенного газа более высокое, чем, скажем, в пласте B₈ Самотлорского месторождения. И оно больше, чем в Самотлорском месторождении в исходной пластовой нефти. Это можно как вообще оценить? Это просто суммируется так называемый газовый компонент. То есть, те, что в стандартных условиях, в газовом агрегатном состоянии. Метан, этан, пропан, бутаны. Ну вот в Талинском месторождении азота и диоксида углерода нет, и сероводорода нет. Но если бы были, они бы тоже суммировались с этими углеводородами, от метана до бутанов, чтобы понять, какова доля так называемых газовых компонентов.

И вот почему у нас в этой таблице 5+, это пентаны плюс вышеkipящие? Потому что это группа компонентов, смесь которых в стандартных пластовых условиях является жидкостью. Обычно у нефтяников принято состав представлять до 7+. Но у газовиков важное значение имеет 5+ для того, чтобы вы видели для сравнения вот этой таблицы по составу пластовых нефтей и по компонентному составу пластовых природных газов как в следующей табличке будет. Вот поэтому здесь представлены газовые компоненты плюс компонент обобщенный 5+ (в сумме единица получается состав). Ну и Приобское месторождение гигантское, которое ос-

новное по запасам, которые сейчас в Западной Сибири разрабатываются. Оно разрабатывается и Роснефтью, и Газпромнефтью, лицензионные участки. И вот мы видим, что газосодержание в пласте АС₁₀ не очень высокое, это сразу можно определить по концентрации метана и невысокой концентрации этана в составе пластовой нефти.

Дальше месторождение, которое разрабатывает Газпромнефть. Сугмутское месторождение. Это все многопластовые месторождения, в таблице указаны конкретные пласти. Ну вот 30% мольных метана в составе пластовой нефти и достаточно жирный газ, в котором есть и этаны, и пропаны, бутаны. Ну такой вот состав, невысокое, но и немаленькое газосодержание. Газосодержание там, как я помню, я всеми этими месторождениями занимался, но газосодержание на Сугмуте в пласте БС9-2 больше, чем в пласте АС10 Приобского месторождения. Вот если вы сравните, просуммируете концентрации компонентов от метана до бутанов, добавите к ним азот, CO₂ и H₂S и просто даже если вы посмотрите на содержание C₅₊, так тоже можно не суммировать, потому что в сумме 100%, значит, просто посмотрите, что на Приобке в пласте АС₁₀ у нас C₅₊ существенно мольная доля выше, чем в пласте БС9-2 Сугмута, и значит газосодержание больше.

И теперь многопластовое Ярайнерское месторождение. Значит, там по самый верхний пласт, пласт ПК. И вот что интересно. Посмотрите на растворённый газ. В пластах ПК у нас растворён очень сухой газ, состоящий преимущественно из метана. То есть буквально небольшие очень концентрации этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов и подавляющая концентрация -- это метан. Это так называемый сухой газ. Это характерно для пластов ПК. Они неглубокие – полтора километра или даже чуть меньше. Более глубокопогруженные залежи характеризуются меньшим содержанием метана, большим содержанием его гомологов. И вот этот пласт БВ2 характеризуется меньшим вообще газосодержанием. Опять же, давайте посмотрим C₅₊, 57,6 в пласте БВ2 и 46,8 в пласте ПК-20 Ярайнерского месторождения. Но всё остальное – это газовые компоненты. Значит, понятно, что растворённого газа в пласте БВ2 больше, чем в ПК-20. Не в абсолютных величинах, не в запасах, потому что запасы зависят от запасов нефти, от объёма нефтенасыщенного порового пространства. А именно, если мы сравниваем компонентный состав, мы видим, что у нас в ПК сухой газ, почти не содержащий гомологов метана, в пласте БВ2 уже такой типичный нефтяной газ, в котором содержится не только метан, но и гомологи его, а Юрские залежи характеризуются ещё более глубоко погруженные, ЕВ1 на Ярайнере характеризуются жирным составом растворённого газа. Посмотрите, сколько у нас этана, пропана, бутанов. И значительно меньшей долей C₅₊ выше, а значит, значительно большей долей газообразных компонентов, и, следовательно, значительно большим газосодержанием, или ещё аналог – это газонасыщенность, этой пластовой нефти, Юрской залежи, и Ярайнерского месторождения. Вообще, для Юрских залежей характерно, но не всегда, высокое газосодержание, и, что практически всегда, то, что в растворённом газе у нас много гомологов метана. И вот последнее, тоже Юрская залежь, ещё одного месторождения Газпромнефти, и вот здесь мы видим, сразу же, что газосодержание в этом пласте невысокое, потому что C₅₊ больше 70А в газе растворённом у нас, значит, наряду с метаном, есть и гомологи, и этан, и пропан, и это газ, так называемый, такой полужирный. То есть этот газ, кстати, вот если сравнить с газом Ромашкинского месторождения, вы видите там метана в газе Крапивинского Юрская залежи, и Ромашкинского, первая строчка, практически равное количество. Но в Ро-

машкинском месторождении значительно больше в растворённом газе этана, пропана, значит, для газопереработки, для переработки этого газа Ромашкинское месторождение более привлекательное. Теперь, ещё на что хотел обратить внимание, значит, я пропустил, Тенгизское месторождение, Тенгизское месторождение открыли советские геологи, это уникальное нефтяное месторождение, которое находится в Казахстане, но открыли его в советское время, и там, обратите внимание, 16% сероводорода в растворённом газе, то есть его много, и это очень большая проблема, всё оборудование в антикоррозионном исполнении, абсолютно всё, значит, и когда там загорелась скважина, то есть на разведочной скважине там жуткий, совершенно жуткий был пожар, который не могли потушить около года, и даже подступиться не могли именно из-за того, что это очень агрессивный газ растворённый, содержащий большое количество сероводорода. То есть в итоге, конечно, потушили и так далее, но огромное количество нефти и газа природного было сожжено, и было очень сложно. Это основное месторождение было в Казахстане, сейчас, может быть, там другие есть, и оно уникальное не только составом, оно характерно тем, что там аномально высокое пластовое давление свыше 800 бар при глубине 3 километра, насколько я помню, а давление свыше 800 бар, очень высокая температура, значит... Ну, так вот, с одной стороны, высокое давление, это большая разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения, которое порядка 30 мегапаскалей, то есть 50 мегапаскалей разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения.

Это значит, что можно долгое время разрабатывать месторождение на упругом режиме, не поддерживая давление, казалось бы, и нефть будет в пласте в однофазном состоянии и можно достаточно просто рассчитать, какая нефтеотдача может быть достигнута на упругом режиме. Это, кстати, делается без помощи сложных гидродинамических расчетов, а зная изотермический коэффициент сжимаемости или объемную упругость пластовой нефти, которая получается на основе лабораторных исследований, также может быть оценена с применением уравнений состояния или каких-то корреляций. Ну, конечно, самое лучшее – это лабораторные исследования. Ну и уравнение состояния даёт нам возможность оценить изотермический коэффициент сжимаемости. Я это делал, когда занимался месторождениями при Каспии, еще работая в университете имени Губкина. Это было давно – 40 лет назад. Было очень интересно. Всё было необычно абсолютно. И, кстати говоря, тогда были проблемы с исследованиями пластовой нефти Тенгизского месторождения из-за компонентного состава пластовой нефти. Если сейчас всё оборудование в антикоррозионном исполнении, то для высоких давлений до 1000 атмосфер и для высоких температур тогда такого оборудования не было. И только потом уже поступило импортное оборудование и так далее, и так далее. Были большие сложности. Было важно научиться оценивать с применением уравнений состояния, потому что не всегда имелись экспериментальные данные из-за сложного компонентного состава пластовой нефти и наличия в ней такого количества сероводорода. Вот это что касается нефтяных месторождений. Каждое из них уникально по компонентному составу. Каждое требует тщательного подхода для прогнозирования разработки и промысловой подготовки.

Содержание компонентов (% мол.) в природных газах различных месторождений

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅₊	N ₂ [*]	CO ₂	H ₂ S
<i>Медвежье (сеноманская залежь)</i>	98,78	0,10	0,02	-	-	1,00	0,10	-
<i>Уренгойское (сеноманская залежь)</i>	98,84	0,10	0,03	0,02	0,01	1,70	0,30	-
<i>Уренгойское (валанжин):</i>								
- БУ-8	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	-
- БУ-14	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,32	0,50	-
<i>Ямбургское (БУ-8)</i>	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26	0,94	-
<i>Вуктыльское</i>	74,80	8,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	-
<i>Оренбургское</i>	83,96	4,05	1,78	0,86	1,76	5,66	0,60	1,55
<i>Астраханское</i>	56,11	1,75	0,89	0,66	3,86	0,63	14,86	21,24
<i>Караганакское:</i>								
инт. перф. 4050-4150 м	72,99	6,22	2,59	1,50	7,55	0,57	5,35	3,23
инт. перф. 4975-4997 м	70,06	6,08	2,72	1,98	9,68	0,81	5,46	3,21

^{*)} Азот + инертные газы (гелий и др.)

Газпром нефть | 10

Мы с вами про нефть послушали. Теперь природные газы.

Для природных газов, для Сеноманских залежей характерно, что это очень сухой газ в основе которого метан. Вот вы видите состав Медвежьего месторождения. Это все уникальные месторождения с колоссальными запасами. Медвежье было открыто в 1974 году. Я как раз закончил институт и первая моя командировка была в Надым. Только-только начали освоить месторождение Медвежье. Я туда прилетел в феврале месяце, температура воздуха -50 градусов по Цельсию. И, в общем, самая главная мысль была – из автобуса сразу в какой-нибудь подъезд. Невозможно, холодно было. Никаких ни гостиниц, ни домов толковых тогда еще не было (в 1975 году). И, в общем, это на всю жизнь у меня осталось. И при этом люди там работали, разрабатывали месторождения, геологи, эксплуатационщики. Просто в совершенно неизвестных климатических условиях. И там, что интересно, что я еще запомнил. То, что никогда не заглушали двигатели у грузовиков, потому что потом можно было не завести. Круглые сутки они работали. Вот это вот Медвежье месторождение, Сеноманская залежь. На Уренгое, который недалеко, в том же регионе, тоже Сеноманская залежь, практически состоящая из метана. Небольшое количество гомологов и отсутствие конденсата (пентанов плюс высокипящих). Там на Уренгое написано 0,01, но это ничто. То есть сухой газ. А уже в более глубоких Валанжинских залежах появляется конденсат. Причем в приличном очень количестве. Это на том же Уренгойском многопластовом месторождении, которое до сих пор разрабатывается и которое долгие десятилетия являлось основой добычи газа в Советском Союзе и в 90-х годах в России. Вот там, помимо газа, в Валанжинских залежах добывают еще и конденсат. И вы видите, что

достаточно этот газ, газоконденсат на этот залежи. И там приличное количество этана и немало пропана. Но главное, что конденсат. Конденсат, вот его БУ-14, 5,62% мольных. C_5 плюс выше, то есть стабильного конденсата. Это высокое значение. Дальше я вам скажу. Это вот по содержанию C_5 плюс выше. Я могу и сейчас сказать вам. Просто вы потом вспомните, вам будет легче. Газоконденсатные залежи по содержанию конденсата в пластовом газе классифицируются так: если меньше 25 грамм на метр кубический газа, то это низкоконденсатные залежи и для них часто даже не проводится экспериментальных исследований по свойствам пластового газа, по выделению конденсата. Если у нас больше 25, но меньше 100 граммов на метр кубический газа, то это среднеконденсатные залежи по содержанию конденсата. От 100 до 500 граммов на метр кубический газа – это высококонденсатные залежи. А свыше 500 грамм на метр кубический – это уникальноконденсатные залежи. И видите, вот это терминология грамм на метр кубический. Это я вам покажу формулу, когда рассчитывают состав пластового газа и определяют потенциальное содержание в нём C_5 плюс выше. И я более подробно об этом вам расскажу дальше. Есть материал (слайды), чтобы вы понимали, как получается состав пластового газа. Его рассчитывают на основе проведенных лабораторных исследований. Так вот, Ямбургское месторождение тоже, значит, оно высококонденсатное по содержанию. Вуктыльское месторождение, Коми-Республика, оно практически уже доразработано. Разрабатывают на уже остаточные запасы. Оно чем вообще уникально? По запасам. Там, вот видите, в начальном составе 6,4% C_5 плюс выше. Начальные запасы конденсата, если переходить уже к запасам, 300 миллионов тонн пентанов плюс выше. То есть это очень-очень богатый конденсатом. И по концентрации это высококонденсатное месторождение. Не уникальноконденсатное, но высококонденсатное. Там что-то 360, по-моему, граммов на метр кубический конденсата C_5 плюс. Теперь следующее Оренбургское, Астраханское и Караганакское – это месторождения Прикаспия. Во всех месторождениях Прикаспия есть сероводород, диоксид углерода. И всё оборудование там в антикоррозионном исполнении. И что важно, значит, ещё Оренбургское месторождение, которым я очень плотно занимался, и внедрение моей кандидатской диссертации было именно для расчёта для Оренбургского месторождения, для прогнозирования состава добываемого газа, ну, в общем, много чего я там моделировал. Это был первый опыт применения уравнений состояния в нашей стране для месторождений. Не для транспорта, а для месторождений. Также и Астраханское месторождение тоже. Значит, вот ещё раз хочу сказать, всё оборудование в Прикаспийских месторождениях в антикоррозионном исполнении – это очень дорогое удовольствие, очень. Но учитывая, что все эти месторождения на Оренбургском свыше 1 триллиона кубометров запаса были, оно сейчас практически разработано. Начальное пластовое давление 200 бар. Значит, и сейчас уже, так сказать, на стадии, ну, уже окончательного, ну, забрасывания практически разработки. То есть, это... Чем они, эти ценные месторождения, кроме запасов и так далее, они все в европейской части. Если Медвежье, Уренгой – это север западной Сибири, это Ямбург, ещё севернее. Это очень тяжёлые условия. То Оренбургское, Астраханское, Караганакское – это, значит, европейская часть, это совершенно другой климат. Сейчас Караганак относится к Казахстану, но в своё время было открыто советскими геологами, и мы, значит, много занимались этим месторождением, и по изучениям, изучением, изучением этого месторождения. Так вот, Оренбургское там есть, и конденсат там есть. Первый завод по производству этана; там был построен первый завод по производству гелия. Здесь

гелий не указан, но, значит, именно на Оренбургском месторождении был построен гелиевый завод. Значит, если у нас в составе пластового газа концентрация, вот именно вот свободного газа, нерастворённого, свободного газа больше, чем 0,05, то рассчитываются запасы, рассчитываются запасы этого газа, и был построен гелиевый завод. Гелий является основой для... Ну, в общем, это стратегический компонент. Вот сейчас, кстати, гелий есть в составе Ковыккинского месторождения, газ которого в Китай направляется. И вот я когда смотрел состав Ковыккинского месторождения, там были промышленные концентрации гелия. Вот любопытно, извлекают его, прежде чем отправлять за границу или нет. Ну, то есть раньше с этим строго всё было. Теперь Астраханское месторождение уникальное по содержанию диоксида углерода и сероводорода. То есть это просто уникальные запасы серы, и оно было там, помимо того, что там аномально высокое пластовое давление, высокая пластовая температура, то есть глубина 4 километра, пластовое давление свыше 60 мегапаскалей, то есть аномально высокое пластовое давление. И оно предполагалось, его ввели в разработку во второй половине 80-х годов, и предполагалось, что оно будет основой для добычи серы в странах экономической взаимопомощи, ну, СЭВы. А потом оказалось, когда всё было разрушено, все связи, в чём проблема, в чём большая проблема? В том, что добывается газ, в этом газе огромная доля сероводорода, и, значит, это очень... Это тяжёлый газ, он тяжелее воздуха, кстати говоря, также, как и газ Оренбургского месторождения, он тоже тяжелее воздуха. Обычно газы легче воздуха, и, например, можно проводить исследования в атмосферу. В данном случае, в Прикаспии, исключено абсолютно исследование в атмосферу, и поскольку газ тяжелее воздуха, нужно абсолютно герметичное оборудование. Это очень-очень большая проблема. И скважины, и трубопроводы, и просто были, ну, так сказать... Были случаи в первое время, из-за, опять же, неопытности, когда выпускали газ, он скапливался в низинах, и люди погибали. Потому что, ещё раз хочу сказать, газ, который тяжелее воздуха, это большая проблема. Но, слава богу, что углеводородные газы, они, так сказать, легче воздуха.

Теперь, я дальше покажу вам формулу, как определить газ по компонентному составу. Газ тяжелее воздуха или легче. Но, вот, если у нас нет измерений, вот просто компонентный состав. Мы можем, я вам сразу скажу, мы можем рассчитать молекулярную массу этого газа, сумму молекулярных масс и компонентов, на мольную долю компонента, да? Поделим на молекулярную массу воздуха, это 28,96. И это отношение молекулярных масс газа и воздуха, оно равно отношению их плотностей. Значит, вот, и вообще, плотность, есть понятие, относительная плотность газа по воздуху. Это вот отношение молекулярной массы газа к молекулярной массе воздуха. Если она меньше единицы, значит, газ не будет скапливаться. И он, ну, легче, легче воздуха. А если больше единицы, значит, он будет скапливаться, и нельзя проводить исследования, нельзя проводить исследования в атмосферу, потому что газ никуда улетучиваться не будет. Значит, вот такая вещь. И это на Астраханском месторождении, пожалуй, единственное месторождение в своём роде, когда добыча газа, она ограничивается добываемым количеством серы, сероводорода. Из сероводорода выделяется сера, и, значит, а куда её, куда её девать? Значит, вот, поэтому добыча газа, значит, она определяется объёмом реализуемой серы. Вот такая интересная вещь. Ну, и последнее, Караганагское месторождение. Значит, это уникальное, но оно сейчас в Казахстане, неважно. Я просто хочу, чтобы вы понимали, какое же многообразие природа подготовила нам. Значит толщина в этом месторождении больше тыся-

чи, ну, почти километр газоносной части. Там есть внизу, ну, местами, нефтяная оторочка. И когда мы изучали это месторождение, то столкнулись с тем, это было впервые, столкнулись, это, ну, вот, да, мы изучали вот, начиная с середины 80-х годов. Это период очень интенсивных исследований вновь открытых месторождениях, когда и при Каспии начали разрабатывать. Так вот, посмотрите, пожалуйста, значит, наверху, в интервал перфорации 41-50 метров, это у нас концентрация метана выше, чем у подошвы. Значит, но давайте посмотрим на концентрацию конденсата, C_5 плюс выше. Если вот наверху у нас, это уникальная конденсатная залежь, то есть там свыше или около 500 граммов на метр кубический у кровли, у кровли, вот как раз кровли, 40-50, там где-то 41-50, и значительно более высокой концентрации C_5 плюс километром ниже у подошвы залежи. Значит, запасы у нас далеко не однородны, и подсчёт запасов делается с учётом изменения компонентного состава по глубине залежи. И это всё необходимо учитывать при разработке залежей, при подсчёте запасов, то есть если мы сталкиваемся с залежами с большой толщиной продуктивного пласта. Так, это вот обзор по месторождениям я завершил.

Классификация месторождений (залежей) по содержанию углеводородов

Тип месторождения (залежи)	Состав основных УВ соединений
Нефтяное (Н)	Только нефть, насыщенная в различной степени газом
Газонефтяное (ГН)	Нефть и газ: нефтяная часть залежи превышает по объему газовую часть залежи
Нефтегазовое (НГ)	Газ и нефть: газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которых газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи
Газовое (Г)	Только свободный газ
Газоконденсатное (ГК)	Газ с конденсатом
Нефтегазоконденсатное (НГК)	Нефть, газ и конденсат

Газпром нефть | 12

Ещё раз я напоминаю, какие типы месторождений (залежей) существуют. Это информация из всяких регламентов по подсчёту запасов, то есть это официальная информация. Ну вы видите, что нефтяное только нефть, насыщенная в различной степени газом; газонефтяное - это двухфазная залежь уже, нефть и газ. Так вот, нефтяная часть залежи превышает по объёму газовую часть залежи. Вот интересно, что то, запасы чего меньше, оно стоит в начале, то есть газонефтяное месторождение или залежь, если газ впереди, значит его запасы по объёму

меньше, чем запасы нефти. А нефтегазовая, соответственно, наоборот, поскольку нефть в этом слове впереди, то её запасы меньше, чем запасы газа. Газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которых газовая шапка превышает по объёму нефтяную часть залежи. Ну это всё вот и газонефтяное, и нефтегазовое - это двухфазные залежи. Есть чисто, вот как есть чисто нефтяное месторождение, есть чисто газовое.

Это вот месторождение Медвежье, о котором я говорил. Чисто газовое месторождение – только свободный газ. Газ этот в основном состоит из метана, что касается Медвежьего месторождения. Ну понятно, что могут быть газы и с более высоким содержанием гомологов метана.

Теперь газоконденсатные месторождения. Это месторождения, содержащие в своём составе пентаны плюс вышеписанные, то есть C_5 плюс выше. И примеры их я тоже вам приводил многочисленные. Нефтегазоконденсатная, когда у нас в составе есть нефть, газ и растворённый в газе конденсат. Вот на самом деле эта терминология, значит, когда я с ней знакомился, меня вызвало смущение, что и газонефтяные, и нефтегазовые на самом деле. Вот нефтегазоконденсатная, она чем отличается? Это двухфазные залежи, так же как газонефтяная и нефтегазовая, но в составе пластового газа, газовой шапки растворён конденсат. Так вот, когда у нас конденсата в газовой шапке нет, это тоже всё можно даже математически смоделировать. И только в том случае у нас нет растворённого конденсата, то есть пентанов плюс вышеписанных в газовой шапке, когда у нас нефть тяжёлая. Дальше я расскажу о том, какие нефти, как их различают. Но вот если нефть тяжёлая, тогда в составе этой нефти, вот в растворённом газе, он почти целиком состоит из метана типа Медвежьего, да, вот газ, только там-то речь идёт о свободном газе, а я говорю про растворённый.

Так вот, если у нас тяжёлая нефть, то в составе пластовой нефти, то есть растворён сухой газ всегда, и если у нас двухфазный залежь и газовая шапка над нефтяной оторочкой, а в нефтяной оторочке нефть тяжёлая, и там растворён метан, газовая шапка не будет содержать конденсат, она будет практически представлять собой сухой газ. Это всё абсолютно корреспондирует с термодинамикой многокомпонентных систем, это можно моделировать, и это можно изучать экспериментально, а можно и математическое моделирование осуществлять. То есть для тяжёлых нефтей, в них всегда, если есть растворённый газ, он всегда сухой, и газовая шапка всегда в ней отсутствует конденсат, и она будет в основном состоять из метана.

Используемая терминология

Термин	Содержание
Промысловая нефть	Безводная жидкость, составляющая продукцию добывающих скважин в трубопроводах и других объектах промыслового обустройства нефтяных месторождений
Сырая нефть	Смесь промысловой нефти и попутной воды. Сырая нефть содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битумов и кокса
Товарная нефть (нефть)	Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов

Газпром нефть | 13

Теперь дальше, про терминологию применяемую. Что такое промысловая нефть, сырая нефть и товарная нефть? Вы видите, это устоявшаяся терминология, она используется в стандартах, в регламентах.

Промысловая нефть — это безводная жидкость, составляющая продукцию добывающих скважин, а вот сырья нефть — это смесь промысловой нефти и попутной воды. И уже в сырой нефти содержится в той или иной степени растворённый газ. Но имеется в виду, сырья нефть — это вот рассматривает, добываемая нефть, в которой есть растворённый газ, в ней есть вода, минеральные соли, мехпримеси. И сырьё нефть готовят на промысле для того, чтобы получить товарную нефть, которая будет сдаваться потребителю. Значит, вот в систему Транснефти для дальнейшей транспортировки. И эту нефть сырьё нужно готовить. Так вот, для товарной нефти существуют чёткие критерии по тому, как она должна быть подготовлена, и для того, чтобы её сдать в систему Транснефти. Вот об этом мы сейчас и поговорим.

Классификация и условное обозначение нефтей

По физико-химическим свойствам, степени подготовки,
содержанию сероводорода и легких меркаптанов
нефть подразделяют на
классы, типы, группы, виды

Газпром нефть | 14

Поскольку у нас... сейчас вот мы говорим про физико-химические свойства, и вообще в названии у вас курса «Физико-химические свойства». Ну вот, так вот, по физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержания сероводорода и лёгких меркаптанов нефть подразделяют на классы, типы, группы и виды. Меркаптаны — это радикалы, содержащие серу.

Классы нефти (по сернистости товарной нефти)

Нефть (класс)	Содержание серы (% мас.)
Малосернистая (1)	$\leq 0,6$
Сернистая (2)	0,61 – 1,8
Высокосернистая (3)	1,81 – 3,5
Особо высокосернистая (4)	$> 3,5$

Газпром нефть | 15

Классы нефти по её сернистости, то есть наличию серы. Малосернистая — меньше или равно шесть десятых процента массовых. Сернистая нефть — до одной целой восьми десятых процента массовых серы. Высокосернистая — до трёх с половиной, и особо высокосернистая — свыше трёх с половиной процента массового. К сожалению... да, так вот, значит, вот чем меньше серы, тем выше стоимость нефти. Вот наличие серы, оно сильно вообще удешевляет стоимость товарной нефти. Значит, и вот это такая проблема. Значит, ну вот по сернистости — это класс нефти.

Типы нефти (по плотности товарной нефти)

Нефть (тип)	Плотность при 1 бар и 20 С (кг/м ³)
Особо легкая (0)	<830
Легкая (1)	830 - 850
Средняя (2)	850 - 870
Тяжелая (3)	870 - 895
Битуминозная (4)	> 895

Газпром нефть | 16

Теперь по плотности товарной нефти. Нефть различается на следующий типы. Особо лёгкая — это меньше 830 килограмм на метр кубический. Лёгкая — до 850, средняя — до 870, тяжёлая — 870-895, и битуминозная — свыше 895. Теперь вот какие комментарии.

У нас особая лёгкая нефть характерна для глубокопогруженных пластов. Это Юрские залежи и это Ачимовские залежи. Вот для них там характерна особо лёгкая нефть. Значит, наиболее часто встречающаяся нефть — это средняя. От 850 до 870 килограмм на метр кубический. Имеется в виду, уже когда мы дегазировали нефть, подготовили её к сдаче потребителю. Вот замеряем плотность и вот такая у нас нефть. Ну и можно оценивать ещё по устьевым пробам нефти. Какая же у нас нефть в пласте? Вот на такие типы разделяется. Теперь Битуминозная нефть, тяжёлая нефть, как я говорил, там вот пластовая нефть, если содержит растворённый газ, ну всегда практически есть растворённый газ, да, то он очень сухой. Для лёгкой нефти, и особо лёгкой нефти, у нас растворённый газ практически всегда содержит приличное количество этана, пропана, бутанов, то есть этот газ очень привлекателен для переработки.

Типы нефти, поставляемой на экспорт

Классификация нефти, поставляемой на экспорт					
Наименование показателя	Норма для типа				
	0	1	2	3	4
1. Плотность при 15 С, 1 бар, не более	≤834,5	834,6 – 854,4	854,5 – 874,4	874,5 – 899,3	> 899,3
2. Выход фракций, % объемных, не менее					
до температуры 200 С	30	27	21	-	-
при температуре до 300 С	52	47	42	-	-
при температуре до 350 С	62	57	53	-	-
3. Массовая доля серы, %, не более	≤0,6	≤1,8	≤2,5	≤3,5	>3,5
4. Массовая доля парафина, %, не более	6	6	6	-	-

Газпром нефть | 17

А вот разделяются вот так вот, да, вот насчёт типов нефти. До этого мы про плотность только говорили, потому что этот показатель, он важен, когда мы, ну это важнейший показатель, тип нефти определяется плотностью, если мы нефть поставляем на экспорт, то там тоже 5 типов, но обратите внимание, плотность измеряется не при 20 градусах Цельсия, это дегазированная нефть, а при 15 градусах Цельсия.

Почему? Потому что за рубежом стандартные условия отличаются от тех, которые используются у нас в стране. У нас в стране по давлению они не отличается, это одна физическая атмосфера, вообще говоря, одна физическая атмосфера это 1,01325 бар. Это из отраслевого стандарта, там написано 1 бар. А там стандартные температуры 60 градусов Фаренгейта.

60 градусов Фаренгейта это 15,56 градусов Цельсия. Ну, сократили, и вот в стандарте написали 15 градусов Цельсия. Когда за рубеж предполагается экспортить нефть, то измеряют ее плотность при 15 градусах Цельсия, одной физической атмосфере, и уже показаны нормы для типа особо лёгкой, легкой, средней, тяжёлой и битуминозной нефтей. Понятно, что раз температура меньше, чем 20 градусов Цельсия, значит значение плотности будет несколько выше. То есть при 15 градусах, на 5 градусов ниже, чем 20, значит, вот, соответственно, плотность меняется. Помимо плотности для нефти, поставляемой на экспорт, приводится выход фракций процента объемных. Причем я видел ссылки, ну, тех, кто не занимается этим, ну, так сказать, невнимательно отнесся, там написано процент массовый. Нет, в регламенте, в регламенте, в отраслевом стандарте, вернее, в государственном стандарте ГОСТе, написано процент объемный. До температуры 200 градусов Цельсия сколько выкипает? Это бензины,

кстати. При температуре до 300 градусов Цельсия сколько выкипает? Это керосин. И сколько выкипает при температуре, значит, выше 350 градусов Цельсия? Это уже масла, дистиллят и когда интересует, и так далее. То есть это характеризует, вот этот выход фракций процента объемных характеризует уже направление переработки, возможное направление переработки нефти, сколько там разных фракций с точки зрения использования в промышленности. И также есть такой показатель, как массовые доли серы. Вот обратите внимание, выход фракций процента объемных, а уже сера или массовые доли парафина – это процент именно массовый. И вот мы с вами про доли серы уже говорили. Малосернистость, сернистость, особо высоко сернистость. Для нефти, поставляемой на экспорт, вот такие градации. Они несколько отличаются от нефти, которая... Если вы сравните с табличкой, которая до этого была. Давайте. Вот классы нефти по сернистости. Давайте. Сейчас, секунду. Ну вот нефть сернистая здесь. 0,6-1,8. Это то же самое, то же самое. А вот... Сейчас, секунду. Высокосернистость... Сейчас, секундочку, извините, пожалуйста. А, ну вот тут нет. Класс 0. Вот на экспорте, когда вот экспорт, да? Тип, тип, тип, тип. Вот тип 0 - это меньше, чем 0,6. А когда не на экспорт, то у нас... Ну, в общем, тут есть различия, неважно. В общем, факт тот, что тоже малосернистость, сернистость, высокосернистость, вот разные нормы. И вот наличие серы, наличие серы - это... Чем её больше, тем хуже. Опять это коррозия, это... И это сильно удешевляет стоимость этой нефти. И по массовой доле парафина также отличаются нефти, поставляемые на экспорт, что массовая доля парафина, она не должна превышать 6%. Не может быть нефти, поставляемой на экспорт, содержание парафина больше, чем 6%. Парафин – это твёрдые углеводороды, парафины, вообще говоря. От C_{17} до C_{64} . И существуют специальные методики для исследования парафинности нефтей. И, значит, вот наличие парафина, который может выпадать в стволе скважины, в оборудовании, да и в призабойной зоне, если у нас температура в пласте невысокая, вот наличие парафина – это, значит, вот создаёт большие проблемы. И для избавления от парафина используют и механические способы, и химию, и так далее. То есть это специальные лаборатории, специальные исследования и занимаются тем, как нам эксплуатировать месторождение с парафинностями нефтями. А их немало, этих месторождений, в том числе и в Татарии, и в Башкирии, ну и так далее. Это уже по-разному.

Группы нефти (по степени подготовки)

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более		0,05	
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)
Содержание хлорорганических соединений, млн.-% (ppm)	Не нормируется. Определение обязательно		

Газпром нефть | 18

Теперь существует градация нефтей, группы нефти уже по степени подготовки. Это очень важный показатель. Значит, массовая доля воды не должна превышать полпроцента. Это вот при сдаче в систему Транснефти. То есть товарная нефть. И обратите, пожалуйста, внимание, что давление насыщенных паров нефти, вот оно не более 500 мм ртутного столба при температуре 37,8 градуса Цельсия. Это температура [не распознано] называется. Почему я на этом останавливаюсь? Так вот, для обычных нефтей давление насыщенных паров после подготовки этих нефтей на промысле и перед сдачей для средних нефтей, тяжелых, битуминозных, оно обычно ниже чем 66,7 килоПаскалей или 500 мм ртутного столба. И никаких проблем в этом плане нет. Потому что там нет в этой нефти легких фракций. А вот в Юрских залежах, короче, для особо легких нефтей, особо легкие по плотности, я вам говорил, там нефти, их плотность меньше чем 830 кг/м³ при стандартных условиях, там есть легкие фракции. И давление насыщенных паров этой нефти, вот если мы эту нефть готовим, а потом приводим к одной атмосфере и 20 градусов Цельсия, вот эта нефть, да? И оказывается, что давление насыщенных паров такой нефти, особо легкой, особо легкой это касается, оно при 37,8 градусах Цельсия оказывается выше чем 500 мм ртутного столба. Это явилось полной неожиданностью в начале 2000-х годов, когда стали эксплуатировать Новогоднее месторождение, ну вообще, Юрские пласты, ну в частности в нашей компании Новогоднее месторождения, ну не важно, не будем называть название месторождения, при переходе к Юрским пластам, то есть с увеличением глубин бурения, когда нефти легкие, особо легкие оказались в пластах нужно дополнительные усилия принимать для того, чтобы перед сдачей в систему Транснефти избавиться от легких фракций.

Вот это вот была большая проблема для производственников, потому что нужно было перестраивать систему подготовки нефти и кроме того это уменьшало объемы добычи нефти. Если у нас чём больше особо легких фракций, то есть с низкой температурой начала кипения, и тем больше их испарится при подготовке нефти к транспорту для того, чтобы давление насыщенных паров не превышало 500 мм ртутного столба. И оценки, вот я только пришёл на работу в СибНефть, и сразу нужно было оценить, каковы же потери будут компании от введения этого ГОСТа. Если бы температура нефти была не превышением при температуре, вот нефть сдаваемая в Транснефти, её упругость паров не должна была превышать 500 мм ртутного столба при температуре сдачи потребителя. То есть не нормировалась, ну то есть при какой температуре вы сдаёте, при такой сдаёте. Эта температура обычно была 20 градусов Цельсия считалось. А с введением нового ГОСТа нужно было оценивать упругость паров, чтобы не превышала 500 мм ртутного столба при 37,8 градусах Цельсия. И когда мы грели эту нефть, ну так сказать моделировали нагрев этой нефти особо лёгкой до 37,8 градусов Цельсия, то до 6% массовых этой нефти испарялось. То есть это колоссальное, если переводить на тонны, учитывая добычу, учитывая запасы, понимаете, это вот большая проблема. Она в итоге была решена смешением этой особо лёгкой нефти с нефтью более тяжёлой, тогда упругость паров уменьшалась и так далее. Но в общем всегда возникают какие-то инженерные проблемы на практике и для их решения требуется теоретические знания, понимание сути. И этого понимания у многих нефтяников не было, которые не сталкивались с особо лёгкой нефтью. Для обычных нефтей начало кипения, оно может быть значительно выше, чем для легких нефтей, оно может превышать и 100 градусов Цельсия начало кипения. И может быть, ну может быть и меньше, конечно, но когда у нас особо лёгкие нефти, и у нас начало кипения порядка 50 градусов Цельсия, то это совсем другая ситуация.

Виды нефти (по массовой доле сероводорода и легких меркаптанов)

Наименование показателя	Норма для нефти группы		
	1	2	3
Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более	20	50	100
Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более	40	60	100
<i>Примечание:</i> Нефть с нормой «менее 20 млн. ⁻¹ (<i>ppm</i>) по показателю 1 таблицы считают не содержащей сероводород			

Газпром нефть | 19

Вот теперь виды нефти по массовой доле сероводорода и лёгких меркаптанов. Значит, вот тоже регламентируется, что массовая доля сероводорода может быть не более, чем написано для разных групп нефти. Метил и этил меркаптанов – это радикалы *RSH*, содержащие серу. Так что у вас примут в систему Транснефти, то есть предприятие должно не то что стремиться, оно обязано уже в систему Транснефти продавать нефть с содержанием сероводорода не более, чем регламентируемое, и по упругости паров, и по количеству воды не более половины процента, то есть масса всего. Поэтому системы промысловой подготовки, они такие очень серьёзные, серьёзные вот эти установки подготовки нефти и так далее.

Условное обозначение нефти

Условное обозначение нефти нефти состоит из 4-х цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «Э».

Примеры:

- 1) Нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 1,15 % (класс 2), плотностью при 20 °C 860,0 кг/м³ (тип 2), концентрации хлористых солей 120 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 % (группа 2), при отсутствии сероводорода (вид 1) обозначают «2.2.2.1 ГОСТ Р 51858-2002».
- 2) Нефть (при поставке на экспорт°) массовой доли серы 1,15 % (класс 2), плотностью при 20 °C 860,0 кг/м³, объемной доли фракции до 200 °C 26 %, до 300 °C 46 %, до 350 °C 55 %, массовой доли парафина 4,1 % (тип 2Э), концентрации хлористых солей 90 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 % (группа 1), при отсутствии сероводорода (вид 1) обозначают «2.2Э.1.1 ГОСТ Р 51858-2002».

Газпром нефть | 20

Теперь вот пример. Значит, когда у нас изучили свойства дегазированной нефти, то ей присваивается некое условное обозначение. И это вот данные из государственного стандарта, прямо примеры оттуда. И это обозначение в итоге, вот когда вы в проекте разработки или в каком-то проектном документе вы описываете свойства дегазированной нефти, характерные для какого-то пласта, по пластам в подсчёте запасов, в проектных документах на разработку. Там есть главы по физико-химическим свойствам нефтей. Так вот, там вы указываете, и скажем, для какого-то пласта сколько скважин исследовано, сколько проб у вас. И проб имеется в виду устьевые пробы или пробы, взятые после промысловой подготовки, ну, дегазированной нефти. Их исследовали в лаборатории, определяли там все показатели, и плотность, и молекулярную массу по температурам кипения и так далее. И в итоге присваивают некое условное обозначение. И вот здесь вот написано, что в соответствии с тем, о чём я вам рассказал по массовой доле серы, по плотности при стандартных условиях. При 20 градусах Цельсия имеется в виду одна атмосфера физическая, конечно же. Концентрации хлористых солей, массовой доли воды и так далее, количество сероводорода. Вот обозначают. Четыре цифры. И добавляют в конце ГОСТ, то есть государственный стандарт, R51858-2002. То есть это в этом 2002 году этот стандарт был выпущен, потом там произошли небольшие изменения, небольшие, значит, и вот так вот. То есть, вот если... А когда мы говорим о нефти, поставляемой на экспорт, то в соответствии тоже с тем, о чём я вам рассказал по массовой доле серы, по плотности объёмной... Но в дополнение ещё по объёмной доле фракции до 200, как я говорил, это бензин, до 300 – это керосин, плюс массовой доли парафина. Концентрации хлористых солей. То есть уже обозначение та-

кое, какое здесь показано, и оно несколько отличается от того, что пишут для нефти, которое не поставляется на экспорт.

Эталонные марки нефти

Марка нефти	Месторождения нефти	Плотность кг/м3	Содержание серы, %
Brent	Северное море	825-828	0.37
WTI	Техас (США)	825	0.4-0.5
Urals	Зап. Сибирь и Поволжье	860-871	1.3
Siberian Light	Зап. Сибирь	845-850	0.6
ESPO	Восточная Сибирь	845-850	0.62
ARCO (Arctic Oil)	Приразломное (Россия)	906	2-3
Iran Heavy	Иран	875	1.77

Газпром нефть | 21

Вот это теперь сведения, которые весьма полезны для будущих нефтяников и которые вообще, так сказать, тех, кто интересуется ситуацией современной и вообще понимания, какие же марки нефти существуют, где они добываются, где эта нефть добывается. И когда говорят про марку нефти, про стоимость, всё время в средствах массовой информации говорят, стоимость марки нефти WTI, есть стоимость марки нефти Brent. Что это такое? Почему? Мало кто это знает. Так вот, марки нефти. Различные их, их довольно много. И они характеризуются свойствами, прежде всего плотностью и содержанием серы. Мы видим, что марка Brent, она дорогая. Это нефть, добываемая в Северном море. То есть это англичане, это норвежцы. Это особо лёгкая нефть, потому что, вспомним давайте, нефть с плотностью меньше 830 кг/м3, это особо лёгкая. То есть это особо лёгкая нефть и малосернистая, меньше чем 0,6% массовых, 0,37%. То есть она малосернистая, особо лёгкая, и она очень дорогая поэтому. Практически те же характеристики у нефти WTI. Это нефть, добываемая в Техасе. Значит, наша нефть, Urals, марка Urals, добывается в Западной Сибири и в Поволжье. Плотность соответствует средней плотности. Я напоминаю, средняя плотность – это 850-870 кг/м3. И это уже сернистая нефть. Сернистая нефть, и её стоимость ниже именно из-за наличия серы. Ну, значит, вот это основной недостаток. Значит, теперь есть сорт, добываемый в Западной Сибири. Называется Siberian Light. И мы видим, по плотности это какая нефть? Лёгкая. Вспомним, что лёгкая нефть – 830-850 кг/м3. И содержание серы, оно на грани. Малосернистая и сернистая. То есть, это Siberian Light. Лёгкая

нефть, да? Лёгкая, ну, по плотности она лёгкая. И в ней серы. Серы, в общем, немного. Вот она поэтому достаточно дорогая. А в Восточной Сибири есть ESPO, характеристики которой практически такие же, как и у Siberian Light. Но всё-таки граница в 0,6 содержания серы пройдена. Больше, чем 0,6. Поэтому это сернистая нефть. И, соответственно, немножко... Ну, подешевле она. Теперь вот компания «Газпромнефть» на шельфе добывает на уникальном Приразломном месторождении. Это шельф Арктика. Это Арктика, поэтому Arctic Oil. Вот. Какая это нефть? Это битуминозная нефть. То есть очень тяжёлая. Битуминозная нефть. И серы там от 2% до 3%. То есть стоимость её, из-за наличия содержания серы, конечно же, меньше, чем у Brent, у WTI. Вот так вот. Ну, и пример на слайде для Иранской нефти. Он для нас не такой актуальный. Вот Приразломное месторождение для нашей компании действительно актуально. Так вот, в зависимости от того, из каких пластов добывается нефть, из Юрских залежей нефть значительно более лёгкая, чем из залежей ПК или других. И вот от этого стоимость нефти определяется. Ну и, конечно, ещё раз про содержание серы. Практически во всех месторождениях России содержится очень мало малосернистой нефти. Так природа распорядилась.

Добыча нефти в странах по сортам, %

Плотность	Содержание серы	Россия	Казахстан	Норвегия	Ближний Восток	Ливия	Нигерия	Китай	Мексика	Венесуэла	Северная Америка
Лёгкая	Низкое		7,8	73,2	2,8	94,4	51,2	6,6			
	Среднее		92,2		6,9			0,9	4		45
	Высокое				10						
Средняя	Низкое			17,2			48,8	63,5			28
	Среднее				1,2			15,6			
	Высокое				77,3	5,6		0,5	23,3	42,8	
Тяжелая	Низкое							12,9			
	Среднее			9,6							
	Высокое				1,8				72,7	57,2	27

Газпром нефть | 22

Теперь, вот тоже для справки. Это мой коллега в своё время где-то высмотрел. Тоже по плотности содержания серы. Какова доля нефти в разных странах по сортам. Ну вот по содержанию серы и плотности имеется в виду. Вот это любопытные данные. По России тут нет, это имеется в виду зарубежное. Вот в Норвегии, например, очень в сильной степени зависит от добычи нефти. То есть как там открыли месторождения в 70-х годах. Это страна, которая, грубо говоря, властила в существование. Там ничего особенного-то не было. И они просто обогатились

именно на добыче нефти. Это сейчас одна из богатейших стран по уровню жизни и так далее. И вот там лёгкая нефть составляет 73%. Вы знаете что? 73% в Норвегии - это по содержанию серы. И нефть при этом лёгкая, поэтому её стоимость высокая. Ну и вот анализируя эту таблицу, сейчас мы уж не будем на это время тратить, но я хочу отметить. Вот Венесуэла. В Венесуэле, во-первых, высокое содержание серы. И во-вторых, тяжёлая нефть. Там очень высокая доля не просто тяжёлой нефти, а битуминозной нефти. В общем, одно время наша компания имела контакты с Венесуэлой. Поэтому я запомнил, что там много битуминозной нефти, тяжёлой нефти. Вот это я закончил. Ту часть общую, которая касается характеристики физико-химических свойств поверхностных нефтей. Примеры с пластовыми нефтями и газами.

1.2 Фазовые диаграммы пар-жидкость

Фазовые диаграммы пар-жидкость

Газпром нефть | 23

И следующая важная тема. Она очень важная. Это уже мы переходим к термодинамике. Переходим к теории. Это фазовые диаграммы пар-жидкость.

Итак, тема у нас очень важная для понимания тех физических процессов, которые происходят в углеводородных системах. Фазовые диаграммы пар-жидкость.

Степени свободы термодинамической системы

Правило фаз Гиббса:

Если N -компонентная система находится в состоянии термодинамического равновесия под воздействием двух интенсивных параметров – давления и температуры, и число фаз равно m , то число независимых переменных, характеризующих эту систему,

$$F = N - m + 2$$

Переменными, характеризующими систему, являются мольные доли компонентов в фазах, давление и температура.

Параметр **F - число термодинамических степеней свободы**.

Правило фаз дает ответ на **2 основных вопроса**:

- Каково максимальное количество фаз в системе с числом компонентов N Ответ: $N+2$ (при этом $F=0$)
- Какое число независимых переменных системы нужно задать для однозначного определения значений остальных переменных

Газпром нефть | 24

Для введения я вам прямо зачитаю из своего учебника. Ну и кому-то я напомню. Может быть, изучали в зависимости от той специальности, которую вы получаете. Диаграммы, в которых по осям координат откладывается значение термодинамических параметров или функций состояния, называются термодинамическими диаграммами. В случае многокомпонентной системы термодинамическая диаграмма является также диаграммой, по осям которой откладывается термодинамическое свойство и состав. А вот конкретно про фазовые диаграммы. Термодинамические диаграммы, в которых по осям координат откладывается давление, температура, мольный объём и наносятся кривые фазового равновесия, называются фазовыми диаграммами. Для многокомпонентных систем по осям координат может откладываться и состав. Кривой фазового равновесия называется линия на фазовой диаграмме, соответствующая состояниям равновесно существующих фаз. Мы с вами рассматриваем случаи, когда находится в равновесии пар и жидкость. Вообще пар – это аналог газа. Просто когда в равновесии с жидкостью газ находится, то часто говорят именно пар и парожидкостное равновесие. Но пишут и газожидкостное равновесие. То есть если пар, то это обязательно имеется в виду насыщенный жидкостью. Так вот фазовые диаграммы полезны для лучшего понимания закономерности парожидкостного равновесия в системах природных углеводородов, поэтому я этому уделяю особое внимание и в своих книжках я отдельные главы посвящаю фазовым диаграммам пар-жидкость. Потому что совершенно бывает недостаточно того, что пишут в учебниках традиционных. Ну не всегда, да. Для понимания тонкости, в каком случае у нас, какой. И этим фазовыми диаграммами, кроме всего прочего, определяется тип месторождения. Какие у нас месторождения, это я вам покажу

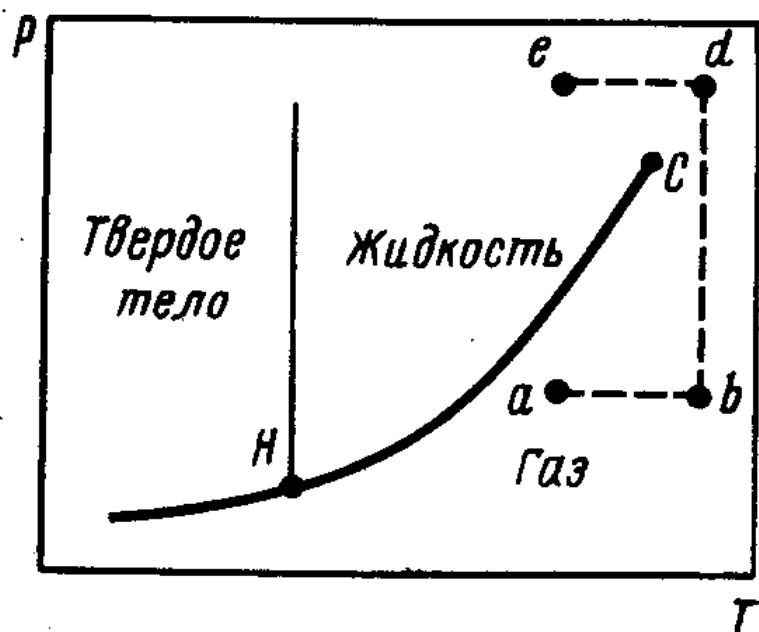
на картинках.

Ну а сначала мы о месторождениях не говорим. Мы просто говорим о теории, о фазовом равновесии. И существует отличие между особенностями фазового равновесия чистых веществ и систем, состоящих из двух и более компонентов. Важнейшее отличие заключается в том, что при фазовом равновесии однокомпонентной системы, то есть чистого вещества, метан, этан, пропан и так далее, чистое вещество, она расслаивается на фазы, состоящие только из данного чистого вещества. А если система состоит из двух и более компонентов, то в общем случае доли компонентов в равновесных фазах не совпадают. То есть, если у нас расслаивает система на пары жидкость, то в общем случае компонентный состав, ну а следовательно и свойства при заданных термобарических условиях будут различными. И это обуславливает уже для двухкомпонентных систем такие физические явления, которые не наблюдаются для чистых веществ. Для систем с числом компонентов больше двух характерны многие физические явления, которые наблюдаются в бинарных системах. Поэтому на основе фазовых диаграмм бинарных смесей иллюстрируется закономерности, присущие парожидкостному равновесию многокомпонентных систем. А также в учебниках поясняется используемая терминология. Ну вот теперь напомним правила фаз Гиббса. Если N -компонентная система, находится в состоянии термодинамического равновесия под действием двух интенсивных параметров – давления и температуры (интенсивные параметры – это те параметры, которые не зависят от размера) и число фаз равно m , то число независимых переменных, характеризующих эту систему F равно n минус m плюс 2. F это число термодинамических степеней свободы. Буква F от английского слова freedom, свобода. n – это число компонентов в системе и m – это число фаз. А параметр F , вот freedom, называется числом термодинамических степеней свободы. В зависимости от его значения, система делится на инвариантные, когда у нас F равно 0. 1-вариантные F равняется 1. 2-вариантный F равно 2. Ну и так далее. Минимальное число фаз m равняется 1, поэтому максимальное число степеней свободы (F максимальное) равно n плюс 1.

Вот что на слайде об этом не говорится, но я вам скажу. Вот это равенство, F максимум равняется n плюс 1, дает размерность пространству необходимую для представления полной фазовой диаграммы n -компонентной системы. Для 1-компонентной системы, это максимальное число степеней свободы равно 2, да? И фазовое состояние такой системы может быть представлено в двумерной плоскости. Для чистого вещества, для 1-компонентной системы, фазовое состояние может быть представлено на плоскости давление температура. Что мы увидим эту картинку. Для числа компонентов равное 2, F максимум равно 3, и для описания фазового состояния бинарной смеси, необходимо трехмерное пространство в координатах давления температура и мольная доля одного из компонентов (например, второго). Для тройной системы необходимо четырехмерное пространство и так далее. Поскольку максимальный, теперь дальше. Правило фаз дает ответ на два основных вопроса. Первый: каково максимальное количество фаз в системе с числом компонентов n ? Максимальному числу фаз соответствует число степеней свободы равное 0. И получается, что максимальное количество фаз в системе с числом компонентов n равно $n + 2$. Так вот, для 1-компонентной системы, чистое вещество, $F = 1$, это означает, что существует взаимно однозначное соответствие между температурой и давлением, при котором вещество находится в состоянии парожидкостного равновесия. Такой давление называется давлением насыщенного пара вещества и на картинке я вам покажу.

Зависимость между давлением насыщенного пара и температурой изображается линией на фазовой диаграмме в координатах давления температуры. Для 2-компонентной системы, уже для заданного значения температуры, можно изобразить фазовую диаграмму в координатах давления, состава равновесных фаз и так далее. Для 3-компонентной системы $F = 3$ и нам нужны уже объёмные диаграммы, которыми на практике практически не используются. А для систем с числом компонентов более 3, в инженерной практике используется в основном только диаграммы давления и температуры, которые на плоскости можно изобразить для смеси с любым числом компонентов. Поэтому не случайно в учебниках вы можете увидеть именно диаграммы в координатах давления температуры. В специальной литературе по физхимии, по фазовому равновесию можно увидеть и другие, в том числе и в моей книжке можно увидеть самые разнообразные фазовые диаграммы, но в литературе по разработке месторождений, по свойствам пластовых флюидов, именно применительно к разработке месторождений для инженеров, используют диаграммы в координатах давления и температуры. Так вот, уже заканчивая этот слайд, который вы прочитали, конечно же, вот это правило фаз, оно даёт ответ на два основных вопроса. Каково максимальное количество фаз в системе с числом компонентов n , то есть $n + 2$, да? И какое число независимых переменных в систему нужно задать для однозначного определения значений остальных переменных. Вот это тоже очень важно. Второе. Какое число независимых переменных в систему нужно задать для однозначного определения значения остальных переменных. Это когда я вам буду показывать остановки задачи расчёта фазового равновесия, то как раз можно будет вспомнить правило фаз Гиббса, что мы и сделаем.

Фазовая диаграмма “давление-температура” чистого вещества



Вот теперь перейдём к фазовым диаграммам. Сначала чистые вещества. Вот зависимость давления насыщенного пара чистого вещества от температуры начинается в тройной точке H и оканчивается в критической точке C . Точка H называется тройной точкой, так как она соответствует единственным для данного вещества значениям давления и температуры, при которых оно одновременно может находиться в трёхфазном равновесии пар-жидкость-твёрдое тело. Ещё раз. Точка H – это равновесие пар-жидкость-твёрдое тело. И это единственное сочетание термобарических параметров. Вот тройная точка. И это следует из правила фаз ипса. При $N = 1$ и $m = 3$. Число термодинамических степеней свободы $F = 0$. Критическая точка для однокомпонентной системы (точка C) характеризуется наивысшими значениями давления и температуры, при которых могут существовать паровая и жидкая фазы. В области, ограниченной слева линией равновесия жидкость-твёрдое тело, кривой плавления, а снизу кривой HC , равновесие жидкость-пар. Вот это вот, ещё раз хочу сказать, кривая HC – это кривая насыщенного пара. При любых давлениях вещество находится в однофазном жидкоком состоянии, то есть внутри области, ограниченной кривой плавления и ограниченной снизу кривой упругости паров или насыщенного пара HC , вот внутри написано жидкость. Вещество находится в жидкоком агрегатном состоянии. Слева от тройной точки H проходит линия равновесия газ-твёрдое тело, которую называют кривой сублимации. Теперь вернёмся к пар-жидкость. При любых давлениях ниже давления насыщенного пара или сублимации и заданной температуре, вещество находится в однофазном газовом состоянии. Теперь, я уже отметил, но повторю, что термины пар и газ являются синонимами. Слово пар наиболее часто употребляется для обозначения газовой фазы, находящейся в равновесии с жидкой фазой. Теперь, при любой температуре выше критической, то есть вот эта вот точка C характеризуется температурой, которая называется критической и при любых давлениях вещество находится в однофазном состоянии. Принимая условие, что во всей этой области состояния вещества является газовым, ну то есть при температурах выше критической температуры мы будем называть состояние газовым. Получаем, что при любых давлениях выше критического, давление выше чем P_c , ну то есть критического, критическая изотерма является условной границей, различающей жидкое и газовое состояние вещества. Почему условной? Ну потому что при переходе через критическую температуру и давление выше критического мы не увидим никаких менисков раздела между фазами, никаких видимых изменений не будет. Будет плавный переход из жидкого агрегатного состояния в газовое. То есть вот если мы переходим, например, переход из точки e в точку d , видимых изменений не будет, но в точке e мы в жидкоком агрегатном состоянии, в точке d мы в газовом агрегатном состоянии, которое, я сразу отмечу, могут называть и закритическим. Ну так сказать, это все терминология. То есть, при температурах выше критической у нас газовое агрегатное состояние. Теперь, поскольку при этих термобарических условиях не существует поверхности раздела между фазами, то переход происходит при непрерывном изменении свойств. Вот я вам об этом сказал, но и тут же я смотрю в тексте вот это написано и так далее. Например, газ, характеризующийся, вот давайте посмотрим вот это вот, то что пунктирный путь. Например, газ, характеризующийся параметрами в точке a можно в процессе изобарического нагревания привести в состояние соответствующей точке b , затем повысив давление выше критического при постоянной температуре, перевести вещество в закритическое состояние. Ну вот, да, закритическое. По сути это газовое состояние все равно. В точке d и изобарически уменьшив

температуру ниже критической и идти в жидкое состояние, в точке e уже будет жидкое состояние. В точке при температурах меньше критической у нас будет жидкое агрегатное состояние и соответствующим давлением. Ну вот дальше я вам уже, сейчас одну секундочку, уже понятно. Теперь может быть было бы полезно, может быть было бы полезно, я вам еще скажу, может быть было бы полезно привести диаграмму в координатах давления-удельный объем чистого вещества. Но я вам скажу так на словах. Смотрите, для чистого вещества, если мы пойдем, если мы находимся при температуре больше, чем температура тройной точки и меньше чем критическая температура и давление у нас низкое, ниже давление у нас упругости паров, вот мы находимся в газовом агрегатном состоянии при какой-то температуре фиксированной. И мы начинаем увеличивать давление изотермически. У нас с вами температура, повторяю, меньше чем критическая. Мы изотермически увеличиваем давление, например, в сосуде сжимая, уменьшая объем. Значит, у нас с вами давление будет расти и когда мы при данной температуре достигнем давления насыщенного пара, образуется первая капля равновесной жидкости. И вот мы будем дальше сжимать и пока всё вещество не перейдет в жидкое агрегатное состояние у нас давление не изменится. Это характерно для чистого вещества. Ну а когда у нас вещество перейдет на вот это давление упругости паров в жидкое состояние полностью, дальнейшее сжатие приведет к резкому увеличению давления. Итак, во всем диапазоне от тройной точки до критической температуры это всё будет происходить именно таким образом. Это характеризуется в координатах давления-удельный объем. В учебниках физики и так далее. Но вот это для чистого вещества. А вот почему я об этом говорю. Мы сейчас к смесям перейдем уже. И там и там не так. Там всё не так. Всё не так.

Свойства углеводородных и неуглеводородных компонентов

Компоненты	Молярная масса M , г/моль	Критическое давление P_c , МПа	Критическая температура T_c , К	Критический объем V_c , м ³ /кмоль	Ацентрический фактор ω
Метан CH ₄	16.043	4.604	190.6	0,0993	0.0115
Этан C ₂ H ₆	30.070	4.880	305.4	0,1479	0.0908
Пропан C ₃ H ₈	44.094	4.249	369.8	0,2029	0.1454
Изобутан i-C ₄ H ₁₀	58.124	3.648	408.2	0,2627	0.1756
Нормальный бутан n-C ₄ H ₁₀	58.124	3.797	425.2	0,2547	0,1928
Изопентан i-C ₅ H ₁₂	72.151	3.381	460.4	0,3058	0.2273
Нормальный пентан n-C ₅ H ₁₂	72,151	3,369	469.7	0,3040	0,2510
Нормальный гексан n-C ₆ H ₁₄	86.178	3.012	507.4	0,3701	0.2957
Нормальный гептан n-C ₇ H ₁₆	100.205	2.736	540.3	0,4322	0.3506
Азот N ₂	28.02	3.399	126.2	0,0852	0.0450
Диоксид углерода CO ₂	44.01	7.382	304.2	0,0940	0.2310
Сероводород H ₂ S	34.08	9.005	373.6	0,0976	0.1000

$$\omega = -1 - \log_{10} \left(\frac{P_{sat}}{P_c} \right)_{T=0.7T_c}$$

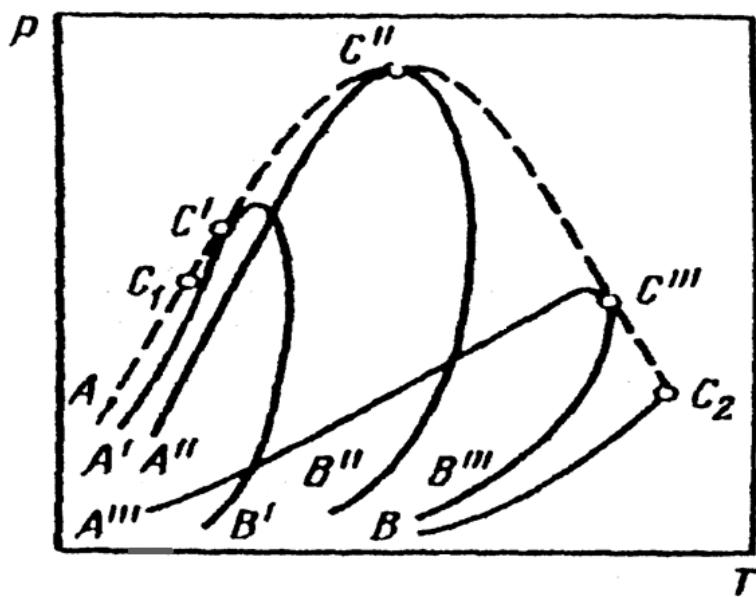
Теперь еще очень полезная информация. Вот я и вставил именно для лекции для вас. Это информация о свойствах углеводородных и неуглеводородных компонентов, которые входят в состав природных углеводородных смесей и нефтьей, и газов. И что мы здесь видим. Здесь это сведения из справочников просто. Значит, о молярной массе, о критическом давлении. Вспомним, сразу после упругости паров критическое давление. То есть максимальное давление, при котором, вернее, сейчас критическое давление. Это давление, соответствующее критической точке. Критической точке, то есть крайние точки на кривой упругости паров.

Критическая температура – это максимальная температура, при которой возможно для чистого вещества, для данного каждого вещества, жидкое агрегатное состояние. Выше этой температуры вещество находится в газовом агрегатном состоянии. Критический объём – это объём, который соответствует объёму в критической точке. И ацентрический фактор – омега. Я об ацентрическом факторе сейчас вам скажу. Но прежде я хочу, чтобы вы обратили внимание на очень большой диапазон изменения критической температуры для веществ, входящих в природные углеводородные системы. Молярная масса определяется химической формулой. Мы уже с вами считали метан приблизительно 16, здесь более точно. Этан 30 определяется. Пропан напомню углерод 3 на 12 – 36, плюс 8 водород – это даёт 44. Более точно здесь в таблице. Каждый компонент характеризуется своим критическим давлением. И обратим внимание, что нормальные алканы по мере увеличения числа атомов углерода, у них такая тенденция есть к уменьшению критического давления. Это не значит, что всегда так, но это тенденция чёткая. С увеличением числа атомов углерода в алканах критическое давление падает. Ну вот, за исключением того, что у метана и у этана близкие критические давления, например, у пропана уже меньше, у нормального бутана ещё меньше, у нормального пентана ещё меньше и так далее. Но вот эта тенденция уменьшения давления проявляется до... Ну то есть темп уменьшения давления не является постоянным, потому что иначе бы у нас для углеводородов с большим числом атомов углерода, для алканов, мы бы очень быстро достигли критического давления близкого к нулю. Такого не бывает. Такого не бывает, это я вам сразу могу сказать. В справочниках вот самое известное Рид и Шервот. Рид и Шервот-Прауснец, там приводится свойство где-то до C_{20} , а дальше нет сведений в этих справочниках, может быть каких-то специальных, но вот эти данные о критическом давлении, критическом давлении компонентов, они потом были аппроксимированы. В общем нам нужно знать критическое давление, критическую температуру для того, чтобы характеризовать компоненты при моделировании с использованием уравнений состояния. Это я вам просто на будущее говорю, потом мы вернёмся. И вот были предложены разные способы, разные корреляции для критической температуры, критического давления. В том числе и я в своё время предложил очень эффективный метод, который позволил сразу улучшить моделирование природных углеводородных систем с применением уравнений состояния, но потом он совершенствовался. Так вот, дальше, такой показатель как ацентрический фактор. И вот внизу прямо определение этого ацентрического фактора. Дело в том, что он характеризует, нам неявно отклонение формы молекул и вещества от сферической. И с увеличением числа атомов углерода у нас величина ацентрического фактора растёт. Дело в том, что например для метана, его форма была показана, CH_4 – это практически сферическая молекула. Так вот, ацентрический фактор, он близок, вот 1/100. А вот для инертного газа, этот ацентрический фактор равен, ну нулю, нулю равен. Значит с увеличением числа атомов углерода, у

нас длина цепочки, длина цепочки молекулярно, она увеличивается. И значит, а для изомеров, ещё и от этой цепочки, ответвления всякие возможны. И вот эта форма, которая отличается от сферической, так далее, она приводит к тому, что у нас увеличивается значение ацентрического фактора. И вот, исторически было так, что Ван-дер-Ваальс, знаменитый голландский физик, который предложил уравнение, которое стало основой для моделирования в том числе углеводородных систем. Я об этом тоже, я подробно пишу в книжках и кратко скажу в обзоре. И которое явилось первым уравнением среди так называемых кубических уравнений состояния, которые сейчас очень широко применяются в инженерной практике. Так вот, он показал, что если ввести такие параметры, как приведенное давление, это давление абсолютное, деленное на критическое давление. Приведенная температура, это абсолютная температура, делённая на критическую температуру. Критическая как раз для чистого вещества. То в этих параметрах, приведенных, P приведенное, T приведенное, мы можем получить зависимость давления насыщенного пара универсальную как бы, но дело в том, что это теоретическая зависимость. А на практике у нас для веществ давление насыщенного пара отличается от этой универсальной зависимости. Именно потому, что у нас разные физические эффекты для веществ присутствующих. И в том числе симметрия молекул, и квантовые эффекты и прочее, и прочее. Много всего. И вот для того, чтобы учесть особенности вещества, был предложен такой параметр, как ацентрический фактор. Его впервые предложил Вильсон в 1955 году. Это никакие не нефтяники, не газовики, это все ученые физики, физической химии занимающиеся. И вот для, значит, вот он, откуда эта формула возникла, откуда эти величины, что для вещества характеризующегося универсальной формой зависимости приведенного давления насыщенного пара от приведенной температуры при значении приведённой температуры, равной 0,7, приведенное давление насыщенного пара равняется 1/10. И вот он предложил для того, чтобы учитывать отклонение свойств вещества от молекул, имеющих симметрию, подчиняющейся универсальной зависимости приведенного давления насыщенного пара от приведенной температуры, значит, учесть отклонение для данного вещества приведенного давления при температуре насыщенного пара равной 0,7 от универсальной зависимости. Вот для универсальной зависимости, раз у нас давление насыщенного пара при приведенной температуре 0,7 равняется 1/10, значит, десятичный логарифм от этой величины равен -1 от 1/10. И вот мы из десятичного логарифма величины давления насыщенного пара при температуре, приведенной 0,7 вычитаем величину при такой же приведённой температуре приведенного давления насыщенного пара конкретного вещества. И вот мы получаем величину ацентрического фактора. То есть, если ацентрический фактор равен нулю, а он равен нулю для, по-моему, криптона или что-то такое, или крайне близок к нулю, ну, в общем, для инертных газов. Это, значит, их зависимость давления насыщенных паров очень близка к универсальной, которую Ван-дер-Ваальс показал. Так? А уже для углеводородов самая маленькая величина ацентрического фактора, то есть наиболее он близок к универсальной зависимости насыщенного пара для метана. И потом, с увеличением числа атомов углерода, у нас отклонение насыщенного пара от универсальной зависимости увеличивается, увеличивается, увеличивается. И поэтому ацентрический фактор, вот его величина, раз это отклонение увеличивается значит и ацентрический фактор у нас растёт. Ну вот я немножко, я хотел просто вам объяснить. Это можно в учебниках прочесть. Но я хотел вам объяснить, что за ацентрический фактор. Потому что из графика зависимости вы для чистого вещества увидели, что такое

критическая температура, что такое критическое давление. Вы знаете, что такое молярная масса. Критический объём – это объём в критической точке. А вот я вам объяснил тот параметр, происхождение которого, оно, которое используется при моделировании с применением уравнений состояния, почему вот собственно это важно. И откуда берётся его значение. Интересно, что в разных справочниках, причём всемирных таких и всемирно известных, значения ацентрического фактора немножечко отличаются. Ну в сотых долях. Ну значит потому что, потому что кривые упругости паров, они тоже в разных справочниках, ну в общем, немножечко отличаются. Немножечко отличаются данные. Это всё экспериментальные данные для углеводородов, значит, которые были получены для углеводородов, по-моему, до C_{18} или что-то такое. И это прецизионные исследования и немножечко, и в зависимости от источника этих данных, значит, вот ацентрический фактор он немножечко разный. Но это неизбежность. Значит, дальше поехали.

Фазовая диаграмма “давление-температура” бинарной системы



C_1, C_2 – критические точки 1-го и 2-го веществ

Газпром нефть | 27

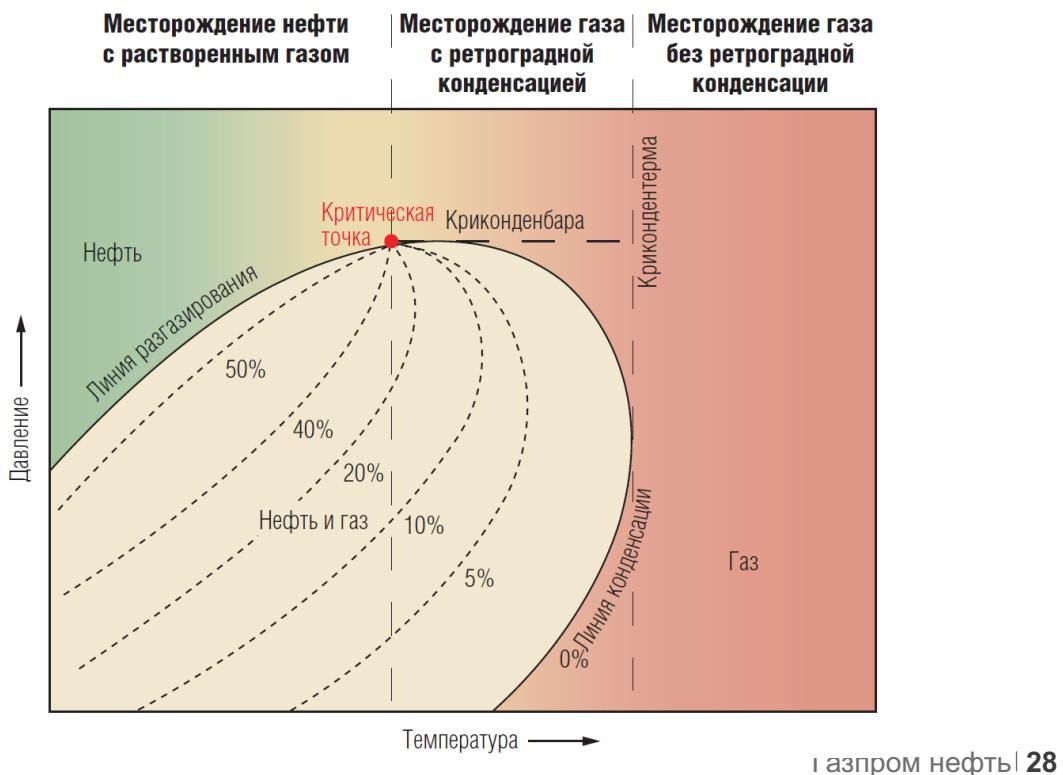
Вот теперь мы от чистых веществ перейдём к бинарным смесям. И фазовые диаграммы бинарных смесей, они принципиально иные. Вот фазовые диаграммы смесей. Уже двухкомпонентные системы, при парожидкостном равновесии имеют свои особенности, существенно отличающие эти системы от чистых веществ, от однокомпонентных. Для систем, содержащих более одного компонента, используется такая характеристика фазы, как и её состав. Для чистого вещества состав мы не... Он, я уже говорил, значит, он для различных фаз одинаков. Это просто чистые вещества. А вот начиная с бинарных систем составы фаз разные. И в частном случае только в критической точке они могут совпадать. Теперь состав фаз определяется доля-

ми каждого компонента в смеси, составляющей фазы. В термодинамике многокомпонентных систем применяется понятие мольной доли, о которой мы с вами уже знаем. Мольная доля компонентов в смеси, представляющей... Ну, то есть в фазе. В данном случае фаза – это смесь. Может быть газовая фаза, может быть жидккая, а может быть... Ну да. Отношение числа молей компонента к общему числу молей всех компонентов. Вот вспоминаем один из первых слайдов. Теперь вот мы с вами рассмотрим фазовую диаграмму в координатах давления и температуры. Я вам должен сказать, поскольку я уже говорил, что именно в координатах давления и температуры мы можем рассматривать фазовые диаграммы для любого числа компонентов смеси. Поэтому для единообразия, мы посмотрели для чистого вещества, сейчас мы посмотрим для бинарных смесей, а потом мы уже рассмотрим для многокомпонентных систем, то есть с числом компонентов N . Именно это можно рассматривать на плоскости. Именно в координатах давления и температуры мы можем на плоскости рассматривать фазовую диаграмму с любым числом компонентов. Приступаем. Термобарические условия существования двухфазного парожидкостного состояния смеси фиксированного состава принято представлять на диаграммах давления и температуры. То, что я говорил. Диаграмма давления и температуры отражает значительные отличия многокомпонентных систем от чистых веществ. Если для чистого вещества данная диаграмма представляет собой кривую упругости паров, которую мы рассмотрели подробно, которая одновременно является кривой точек кипения и конденсации. Вот на кривой упругости паров у нас в равновесии пар и жидкость, то есть кипения и конденсации. То для бинарных систем область, эта область, лежащая между кривыми упругости паров обоих компонентов смеси и ограниченная кривыми точек росы и точек кипения, смыкающимися в критической точке. Вот у нас, давайте рассмотрим вот это рисуночек. Вот у нас есть с вами компонент 1, ну вот C_1 , ну 1 компонент и компонент 2. И вот у нас с вами AC_1 и BC_2 – это кривые упругости паров, соответственно более летучего, более летучий это вот там где AC_1 и менее летучего компонента смеси, оканчивающегося критическими точками C_1 и C_2 . Кстати, обращаю ваше внимание, вот только сейчас мы говорили о том, что для более тяжелых углеводородов у нас критическое давление меньше, и вот вы видите, что на этой диаграмме у нас для более легкого углеводорода критическое давление выше, чем для второго углеводорода, более тяжелого. Ну и соответственно температура критическая для более легкого углеводорода меньше, чем критическая температура для более тяжелого углеводорода. То есть всё в соответствии тут. Вот на диаграмме изображены три области парожидкостного равновесия, соответствующие трём разным составам бинарной смеси. Вот здесь уже мы фигурируем составом. Если в смеси преобладает компонент 1, то есть более летучий, то зона двухфазного состояния находится внутри области ограниченной линии $A'C'B'$. То есть мы, смотрите, мы прибавили к первому компоненту второй компонент в небольшом количестве, и у нас уже образовалась область двухфазного существования, ограниченная вот $A'C'B'$. Двухфазная система с преобладающим количеством первого компонента. И вот эта область двухфазного существования, то есть внутри этой области у нас парожидкость. Значит, при увеличении в составе смеси доли компонента 2 область двухфазного существования смещается вправо и расширяется. То есть если мы добавим еще компонента 2 к нашей смеси, получим смесь с двумя штрихами, то у нас область двухфазного существования будет $A''C''B''$ она больше, чем область $A'C'B'$, так как мы добавили второго компонента. Значит, ее максимальные размеры этой области обычно достигаются при пример-

но равном, называемом эквимолярном, содержании компонентов 1 и 2. То есть максимальная область сосуществования вот этой бинарной смеси при приблизительно эквимолярном, равном мольном содержании первого и второго компонента. Этому случаю соответствует изображенная на рисунке область $A''C''B''$. Причем A''' – это кривая точек кипения, а $B''C''$ – это кривая точек росы. C'' – это критическая точка, в которой составы паровой и жидкой фаз становятся одинаковыми. Это характерно для критической точки смеси. Преобладание в смеси компонента 2 приводит к тому, что область парожидкостного равновесия смещается ближе к кривой упругости паров этого компонента и сужается. И этому случаю соответствует область $A''B'''C'''$, где кривые точек кипения, это линия $A''C''$ и кривая точек росы – это $B''C''$, а смыкаются они тоже в критической точке C''' . Для любых составов бинарной смеси справа от критической изотермы и вне области двухфазного равновесия смесь находится в газовом состоянии. То есть если наша температура выше, чем критическая температура смеси и мы находимся вне области двухфазного существования, то смесь находится в газовом агрегатном состоянии. А если же температура ниже критической, то вне двухфазной области смесь находится в жидком состоянии. В предельных случаях, когда доля одного из компонентов становится равна единице, область двухфазного существования переходит в кривую упругости паров этого компонента. Это понятно. То есть мы начинали, мы отмечали первый компонент AC' – кривая упругости его паров, добавили компонента 2, второго компонента, то есть смесь сделали уже, и у нас уже образовалась двухфазная область, не кривая упругости, а область. И так далее. То, что мы с вами уже слышали. Теперь пунктирная линия, огибающая критических точек, пунктирная линия бинарных смесей, начинающаяся в критической точке компонента 1 и оканчивающаяся в критической точке компонента 2. Это вот огибающая критических точек. Вот она нарисована. С увеличением содержания менее летучего компонента 2 критическая температура смеси непрерывно растёт. Иначе ведёт себя критическое давление. Оно вначале увеличивается, достигает максимума и затем снижается. Вот я опередил, сказал вам об этом. Но ещё раз повторение мать учения. Критическая температура смеси, вот это очень важно, критическая температура смеси всегда больше критической температуры первого компонента и меньше второго. То есть всегда больше критической температуры для бинарной смеси более летучего компонента и меньше, чем критическая температура менее летучего компонента. А критическое давление смеси может значительно превышать критическое давление как первого, так и второго компонента. Я не случайно акцентирую ваше внимание на этом, потому что я вам напомню об этом, что когда мы будем вычислять псевдокритическую температуру и давление, который применяется для расчёта, скажем, Z -фактора газов, никакого отношения к реальной критическому давлению псевдокритическое давление не имеет. Я вам физически объясню происхождение этого, кстати, нигде не написано и очень зря. Ни в одном справочнике, ни в регламентах, что такое псевдокритическое давление, что такое псевдокритическая температура, особенно про давлению. Теперь вот на что очень важно. Следует обратить внимание, почему так много времени я уделил бинарным смесям. Потому что понятия и явления, рассмотренные при описании фазовых диаграмм давления и температуры бинарных смесей остаются справедливыми и для многокомпонентных систем. Тут еще раз, я вот сейчас смотрю в текст своего учебника, если вас заинтересует, я вам потом ссылку дам на 100-страничное учебное пособие «Теоретические основы фазового превращения углеводородных смесей». Я это смотрю для того, чтобы более четко, чтобы вы

поняли, о чём идет речь и какие явления характерны. Это не потому, что я не могу прочитать так. Просто, когда я писал это учебное пособие, я выверял каждое предложение. Поэтому тут важно.

Фазовая диаграмма пластовой системы

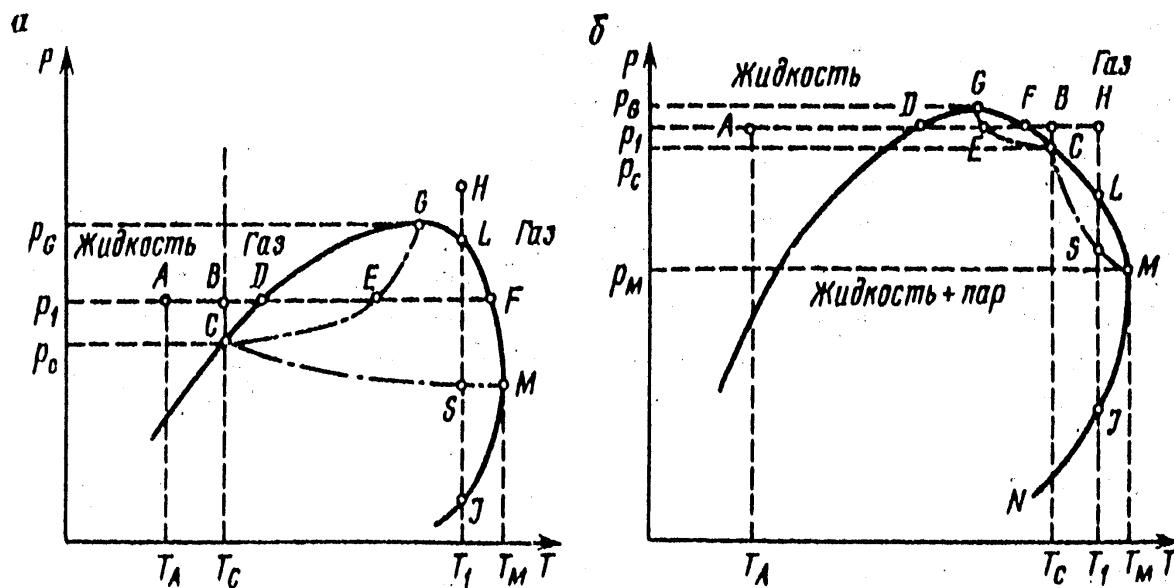


Газпром нефть | 28

Но вот этот рисунок, это уже мы переходим к природным смесям, многокомпонентным. Вот и еще раз, вот я здесь себе даже восклицательный знак поставил. Важное отличие двух и многокомпонентных систем от чистых веществ, я повторяю это, заключается в том, что критическое давление и температура смеси не являются одновременно максимальными значениями давления и температуры, при которых возможно сосуществование равновесных паровой и жидкой фаз для смеси, начиная от двух, от бинарных. Это принципиально отличает смеси от чистых веществ. И вот на примере предыдущей, вот как раз это все и, вот вы видите, критическая температура, ну то о чём я вам говорил, просто очень важно это понимать, что если для чистого вещества критическая температура характеризует максимальную температуру двухфазного существования, возможно двухфазного существования чистого вещества, то для смеси это не так. Возьмем любую смесь и возьмем ее критическую температуру, то есть температуру критической точки, мы видим, что при температуре выше, чем температура критическая, у нас в системе может существовать двухфазное состояние. И тоже касается и давления. Поэтому тут это важно понимать. Теперь в частном случае критическое давление может быть равно, а ну вот все, теперь вот мы перешли. Есть вот светлая область, это область двухфазного существования. Вот красненькая точка, критическая точка, это вот точка, в которой сходятся линии разгазирования и конденсации. Если мы проведём изотерму, равную критической температуре, то, что

мы увидим, у нас при температуре ниже критической и вне области двухфазного существования, у нас жидкая фаза. Для углеводородной системы это значит, что это нефть. То есть для нефтяного месторождения, для нефтяного месторождения пластовая температура должна быть ниже, чем критическая температура смеси. Продолжаем. В области вне двухфазной, как мы уже с вами обсуждали, и температуре выше критической, у нас находится система в газовом агрегатном состоянии. Поэтому область газовых месторождений, месторождений природных газов, для них характерно то, что пластовая температура превышает критическую температуру смеси. Теперь ещё некие характерные величины. Вот мы с вами проведём касательную, вертикальную касательную к области двухфазного существования. И мы с вами, вот температура, соответствующая этой касательной называется крикондентермой. При температуре, если у нас пластовая температура превышает критическую для смеси и меньше, чем крикондентерма, это область существования газоконденсатных месторождений, то есть месторождений газа с ретроградной конденсацией. Если наша температура, пластовая температура превышает крикондентерму, то это месторождение природного газа, в котором нет ретроградной конденсации в пласте. Мы об этом ещё поговорим, о разных типах флюидов. Но вот уже на примере схемы фазового диаграммы, поскольку нужно несколько раз повторить, то вы обязательно лучше усвоите. Опыт показывает, что не все усваивают, но нужно стараться. Итак, если температура выше крикондентермы, у нас при изотермическом снижении давления у нас не будет процесса ретроградной конденсации. Жидкая фаза не образуется, сколько бы мы не снижали давление. Поэтому это характерно именно для газовых месторождений. Вот типа того, что я вам говорил, Сеноманская залежь Медвежьего месторождения, Уренгойского. Сухие, когда у нас в основном метан. Это месторождение сухого газа. А вот гораздо более сложные процессы для моделирования, для понимания это месторождение газоконденсатные. Это то, что здесь на слайде обозначено как месторождение газа с ретроградной конденсацией. И мы более подробно рассмотрим, что же происходит. А месторождения нефтяные, значит для них характерно, что наша пластовая температура меньше, чем критическая температура нашей системы. И тогда мы имеем дело с нефтяным месторождением. Вот такая вещь. И существование, вот еще я замечу. В частном случае критическое давление может быть равно криконденбаре. Но это именно частный случай. Но при этом критическая температура будет меньше крикондентермы. Это относится... Ну это вот... Да. Это... Ну не важно, я это отметил. Теперь я уже буду переходить к следующему слайду.

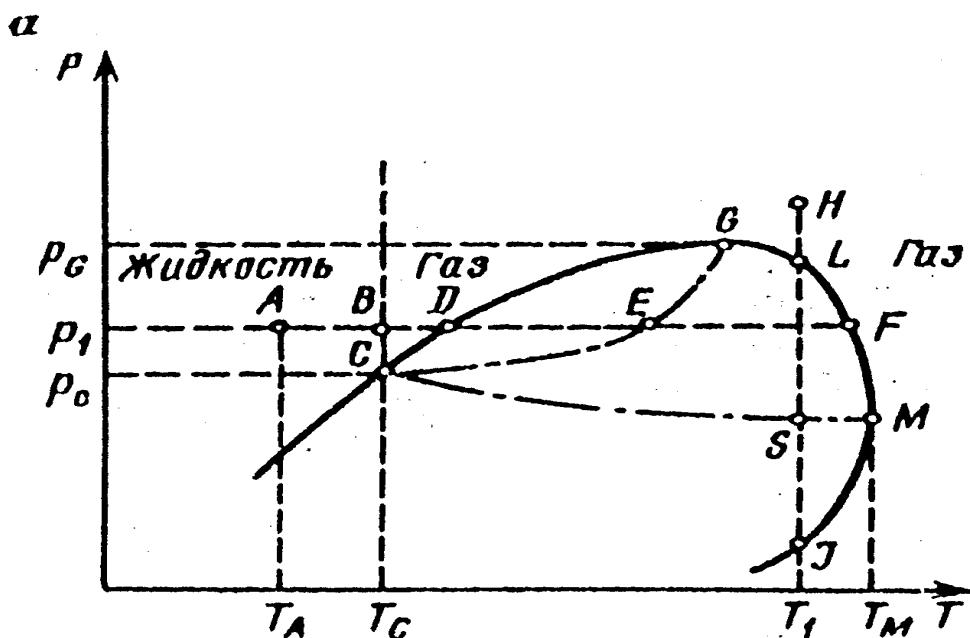
Фазовая диаграмма “давление-температура” при расположении критической точки левее (а) и правее (б) криконденбары



Газпром нефть | 29

Вот сейчас. Вот. Вот следующий слайд. Значит мы с вами... Зоны ретроградных явлений – это очень важная вещь для газоконденсатных месторождений будут отличаться в зависимости от того, находится ли критическая точка слева или справа от точки на фазовой диаграмме соответствующей криконденбаре. Еще раз смотрите. Криконденбара – это максимальное давление, при котором возможно двухфазное существование нашей смеси. Криконденбара определяется касательно к двухфазной области. Так вот. Вот здесь у нас критическая точка обозначена C , а G – точка соответствует криконденбаре. Это и на левом, и на правом рисунках. Вот теперь отдельно. Давайте рассмотрим на отдельных слайдах, чтобы более крупно было. Левый и правый рисунки.

Фазовая диаграмма “давление-температура” при расположении критической точки левее криконденбары



Газпром нефть | 30

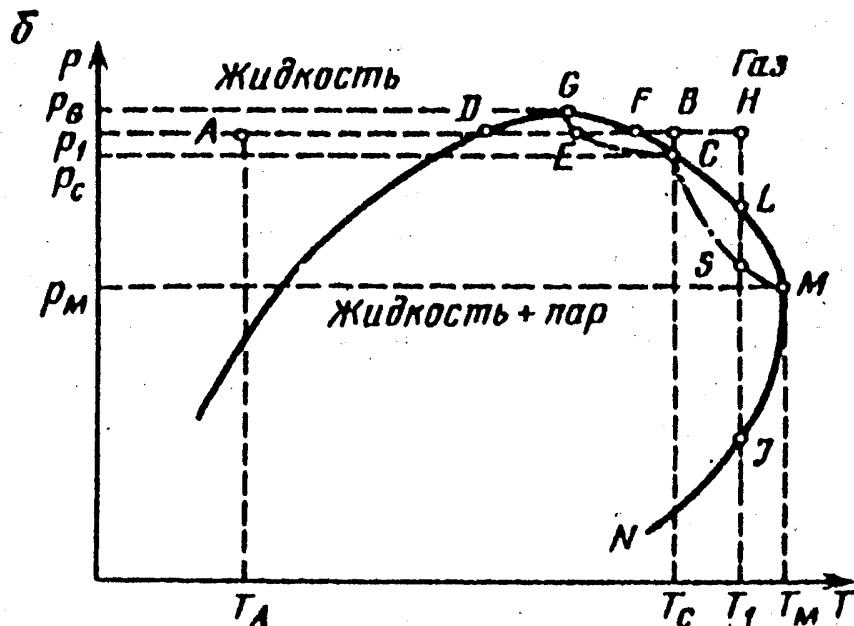
Вот это вот левый рисунок. Вот этот рисунок относится к случаю, когда критическая точка находится слева от точки G , от криконденбара. Я еще раз вам хочу сказать, это ни в одном учебнике не описано, но я очень хочу, чтобы вы понимали суть. В традиционных учебниках приводятся фазовые диаграммы, которые вот на следующем слайде. Вот такая. Во всех учебниках по разработке месторождения приводится такая диаграмма (см следующий слайд). На самом деле, то есть, когда критическая точка у нас правее, чем криконденбара. На самом деле, часто бывает так, это зависит от компонентного состава, что критическая точка у нас левее от криконденбара. И просто мы должны посмотреть, а что же происходит в одном и во втором случае. И вот мы рассмотрим последние два процесса. Первый процесс – это изобарическое изменение температуры при давлении больше, чем критическое, но меньше, чем давление в точке G . То есть, P_G . Вот это у нас будет давление P_1 . И второй случай – это изотермическое изменение давления при температуре больше, чем критическая температура и меньше, чем температура криконденбара. Конечно, крионентерма. Я оговорился. Вот точка M соответствует крионентерму. То есть, еще раз. Первый - изобарическое. Мы рассмотрим случай. Изобарическое изменение температуры при давлении выше, чем критическим и меньше, чем криконденбара. И изотермическое значение давления при температуре выше критическим и меньше, чем крионентерма. Особенно нам будет с практической точки зрения важен второй случай. Но первый тоже мы рассмотрим для полноты. Итак, начнем. Изобарическое изменение температуры. Чтобы вы просто понимали, что происходит с многокомпонентными углеводородными системами при изменении термобарических параметров. Первое. Изобарическое изменение

температуры при давлении выше, чем критическое и меньше, чем криконденбара. Пусть у нас давление равно P_1 . И температура равняется T_A . В точке A . Смесь находится в жидким состоянии. Повышаем температуру. При достижении критической температуры T_C смесь плавно без образования поверхности раздела, переходит из жидкого состояния в газовое. Мы не увидим ничего визуально. Но теоретически мы перешли через критическую изотерму. И значит мы перешли из жидкого агрегатного состояния в газовое агрегатное состояние. Затем продолжаем повышать температуру изобарически. В точке D газовая фаза становится насыщенной. То есть из неё выделяется первая капля жидкости. При дальнейшем повышении температуры протекает ретроградный процесс. Вот мы впервые о нём говорим. Ретроградный, то есть обратный, который противоречит нашим представлениям. Дело в том, что наши представления показывают, что при повышении температуры у нас жидкость не образуется. У нас газ нагревается. При повышении температуры, если у нас жидкость, то она будет испаряться. А тут что происходит? Вот у нас было газовое агрегатное состояние. И в точке D выделилась первая капля жидкости. И при дальнейшем повышении температуры протекает ретроградный процесс. Конденсируется жидккая фаза, количество которой достигает максимум в точке E . При увеличении температуры процесс становится прямым. Вот при повышении температуры, при температуре свыше, чем та, которая в точке E . Жидкая фаза испаряется и в точке F исчезает последняя капля. То есть у нас система становится полностью в газовом агрегатном состоянии. Ну и понятно, что при последующем повышении температуры просто будет газ нагреваться. Это вот изобарически. Итак, на отрезке DE при повышении температуры происходит процесс ретроградной конденсации. При понижении температуры на этом отрезке происходит процесс ретроградного испарения жидкой фазы. Чем ближе давление к критическому или к криконденбаре, тем короче интервал температур, на котором происходит ретроградное явление. Область ретроградных явлений при изобарическом изменении температуры находится внутри замкнутой кривой $CEGDC$. Вот области ретроградных явлений при изобарическом изменении температуры. Теперь второй процесс. Изотермическое изменение, и он нам с практической точки зрения даже более важен. Изотермические процессы, они происходят при промысловом, в колоннах, в колоннах, в области, в промысловом, в колоннах, в колоннах, химической технологии, вот это вот. В пласте изобарическое изменение температуры, это такой редчайший вариант, не такой актуальный. Всё-таки нас больше интересует изотермическое изменение давления, связанное с, когда мы разрабатываем месторождение, например, на режиме истощения, у нас происходит изотермическая, у нас в пласте обычно постоянная температура, значит равная пластовой, и у нас происходит изменение давления. Вот теперь давайте рассмотрим изотермическое изменение давления при температуре больше, чем критическое, но меньше, чем кондентерма. То есть это диапазон температур от T_C до T_M . Что же там будет происходить? В случае, когда у нас критическая точка, вот она левее, чем при конденбара, пусть $T = T_1$, и смесь находится в однофазном газовом состоянии, в точке H . Вот эта точка H – однофазное газовое состояние. Предположим, что это начальные пластовые условия термобарические. Снижаем давление. В точке L смесь становится насыщенной, из неё выделяются первые капли жидкости. При дальнейшем снижении давления происходит ретроградный процесс. Мы снижаем давление, и вдруг конденсируется жидкая фаза, количество которой достигает максимума в точке S . Почему опять же ретроградный процесс необычный, непривычный? Когда мы снижаем давление,

для нас привычно, для нас непривычно, что может образовываться жидккая фаза. Вот когда мы снижаем давление в жидкости, в нефтяном пласте, в нефтяном газированной жидкости, снижаем давление, и образуется первый пузырёк газа. Это нормально. При дальнейшем снижении давления у нас разгазирование происходит. Это прямые процессы. То есть в нефтяных пластах у нас происходят прямые процессы. А вот если у нас газоконденсатная система, то есть когда у нас температура, пластовая температура в диапазоне между критической и крикондентермой, там происходят обратные процессы. И вот это вот, это очень-очень важно. Это определяет вообще прогнозирование при разработке газоконденсатных месторождений. И умение этого моделировать, это вот как раз применением уравнения состояния, математическое моделирование. Вот это вот, что оно позволяет прогнозировать, моделировать. Это процесс не простой, но это поддаётся моделированию. Итак, при снижении давления, в точке L у нас смесь становится насыщенной, и при дальнейшем снижении давления происходит ретроградный процесс, конденсируется жидкая фаза, количество которой достигает максимум в точке S . При уменьшении давления в дальнейшем, процесс ниже давления, соответствующего точке S , процесс становится прямым, жидкая фаза испаряется и в точке J , внизу, исчезает. Итак, на отрезке LS при снижении давления происходит процесс ретроградной конденсации. При повышении давления на этом отрезке происходит ретроградное испарение жидкой фазы. Чем ближе температура к критической или к крикондентерме, тем короче интервал давлений, на котором происходит ретроградное явление. Теперь, область ретроградных явлений наблюдается. Область ретроградных явлений, наблюдающихся при изотермическом изменении давления, ограничена замкнутой кривой $CDGLFMS$. Вот это область ретроградных явлений. И линия MSC называется кривой максимальной конденсации, так как для любой температуры в диапазоне от критической до крикондентерме, максимальное количество жидкой фазы достигается при давлении, равном ординате соответствующей точке на линии MSC . Это давление называется давлением максимальной конденсации. При любой температуре в диапазоне от критической до крикондентермы на пунктирной кривой CSM соответствующая точка соответствует давлению максимальной конденсации. Линия $CDGLFM$ называется линией ретроградных точек росы. Граница двухфазной области, начинающаяся в точке M и уходящая вниз через точку G , называется линией прямых точек росы. Таким образом, если критическая точка находится слева от крикондентермы, от точки G , то область ретроградных явлений, наблюдающихся при изобарическом изменении температуры является частью более крупной области ретроградных явлений, которая происходит при изотермическом изменении давления. То есть, область ретроградных явлений, наблюдающихся при изобарическом изменении температуры, при давлении P_1 , она входит в более крупную область ретроградных явлений, которая происходит при изотермическом изменении давления. Вот эта область $CDGLFMS$.

Это первый случай, когда у нас критическая температура была меньше, чем температура криконденбара.

Фазовая диаграмма “давление-температура” при расположении критической точки правее криконденбары



Газпром нефть | 31

Вот теперь следующий рисунок. Традиционно во всех учебниках пишут, переписывают просто из одного в другой, когда у нас критическая точка она выше, чем, правее, чем крикондентерма. То есть, критическая температура, когда у нас больше, чем температура, соответствующая крикондентерму. Как и в рассмотренном сейчас только случае, процессы изобарического изменения температуры, изотермического изменения давления при определенных термобарических условиях сопровождаются ретроградными явлениями. Они происходят соответственно в областях, ограниченных замкнутыми линиями. Вот теперь области ретроградных явлений, они не одна в другой, а они разделены, разделены критической точкой. Вот одна область, она ограничена $CFGEC$. И вторая область это $CLMSC$. Однако, в отличие от случая, как я вот сейчас вам только что сказал, рассмотренного ранее, в данном случае области ретроградных явлений имеет только одну общую точку, критическую точку C . И кроме того, при изобарическом изменении температуры в области $CFGEC$, происходят иные процессы, чем в области, рассмотренной до этого, чем в случае рассмотренном для этого. Теперь давайте нас для практической, с практической точки зрения интересует прежде всего процесс изотермического изменения давления. Вот. В области, вот давайте, изотермическое изменение давления, в области $CLMSC$ при изотермическом изменении давления, происходят ретроградные процессы, аналогично описанным выше процессам в области, вот на предыдущем, в области $CDGLFMS$. То есть, они похожи. Изотермическое уменьшение давления сопровождается процессом ретроградной конденсации, а увеличение давления ретроградным испарением. Линия MSC , линия, значит, это кривая максимальной конденсации, а линия CLM – линии ретроградных точек

росы. MJN и ее продолжение вниз – линия прямых точек росы. То есть, у нас, еще раз, ретроградное явление происходит в области $CLMSC$ при изотермическом снижении давления. Ну вот, на этом, ну то есть, те же самые процессы, но я вам могу сказать, например, ну вот, предположим, начальные термобарические условия у нас в точке H , однофазное газовое состояние. Мы снижаем давление, достигаем точки L . Здесь у нас, значит, образуются первые капельки ретроградной жидкости, ну то есть, конденсата ретроградного. При дальнейшем снижении давления будет увеличиваться объемная доля ретроградного конденсата, которая достигнет максимума в точке S . Это все изотермический процесс при температуре T_1 . И затем, при снижении давления ниже точки S , происходит процесс прямого испарения, в который последняя капелька ретроградного конденсата, она исчезает в точке J . И при дальнейшем снижении давления у нас, значит, чисто газовая фаза. Что я хотел бы отметить, что, значит, вот это вот давление соответствует точке J , оно очень низкое обычно. На практике оно никогда не достигается. Поэтому, если у нас выпадает ретроградный конденсат, то это, ну выпадает, то есть, вот становится меньше конденсата в добываемом газе. Значит, и кроме того, я хочу сказать, ну это вот просто я еще повторю. Значит, это вот теоретически, это термодинамика многокомпонентных систем. На практике, значит, у нас разные, значит, физические явления происходят, которые мешают прямому испарению выпавшего ретроградного конденсата. И это не позволяет увеличивать конденсатоотдачу. Но тем не менее, когда мы моделируем с применением уравнения состояния, с помощью модели многокомпонентной фильтрации, это для некоторых из вас я акцентирую, мы там используем классическую термодинамику. И у нас именно, если мы будем рассматривать фазовые диаграммы, вот такие результаты при моделировании получатся. Так что это вот все очень полезные сведения. А как это расходится с практикой, это уже другое дело. Совсем другое дело.

Упражнение 1

Газпром нефть | 32

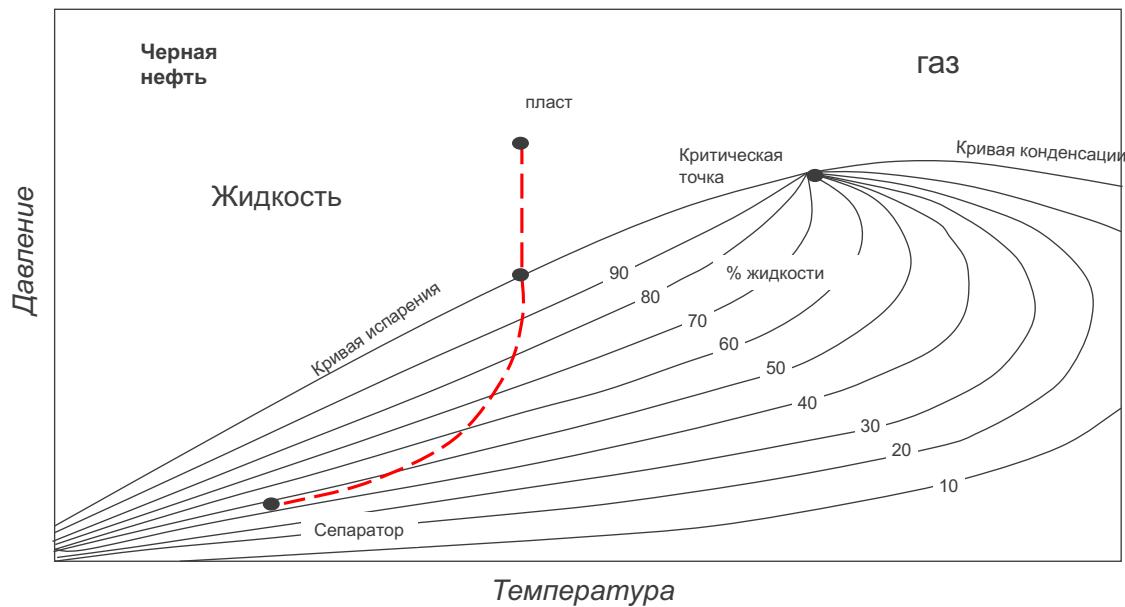
Тут есть упражнения. В прошлом году эти все упражнения, они посыпались на вашу кафедру. Значит, вы, пожалуйста, знаете, скопируйте себе эти задания. И они простые. И вот это упражнение, оно соответствует просто тому, о чем я рассказывал. И там нужно на, по-моему, сейчас. Я, конечно, могу с вами сейчас рассмотреть это упражнение. Но лучше, если это вы сами сделаете

1.3 Типы пластовых углеводородных смесей

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

- **Черная нефть** (*black oil* или *ordinary oil*)
- **Летучая нефть** (*volatile oil*)
- **Газоконденсат** (*gas condensate, retrograde gas*)
- **Жирный газ** (*wet, fat gas*)
- **Сухой газ** (*dry, lean gas*)

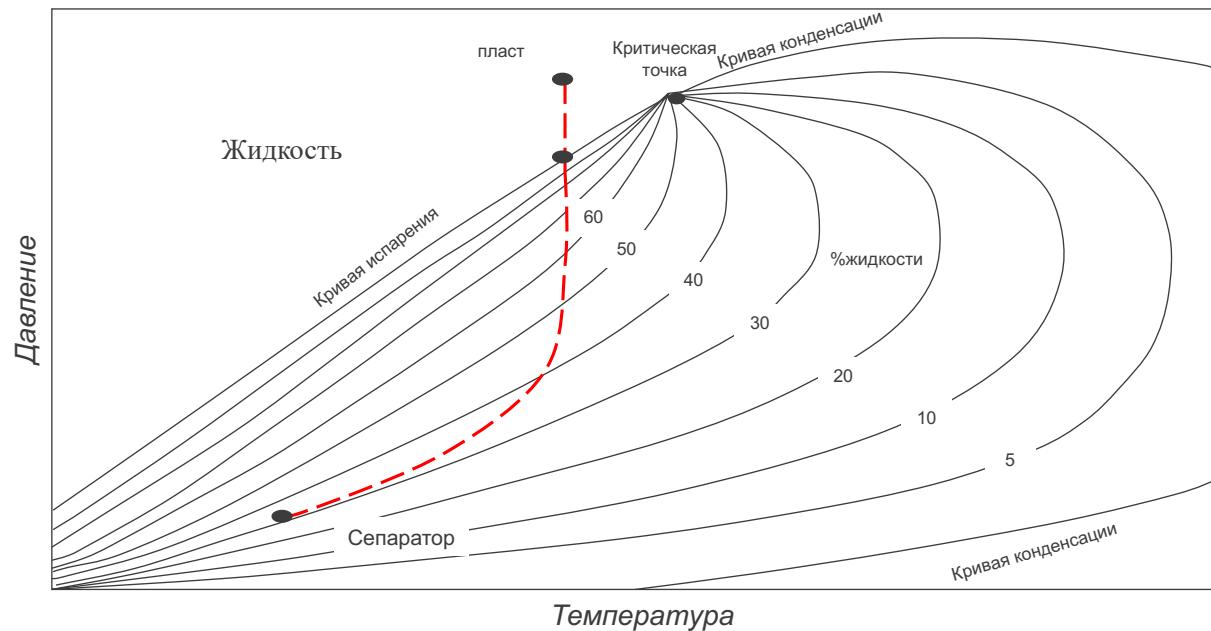
1.Черная нефть



1. Изоплеры расположены равномерно
2. Газовый фактор $< 360 \text{ м}^3/\text{м}^3$
3. Относительная плотность нефти $\gamma_o > 0.830$
4. Объёмный фактор $Bo < 2$

Газпром нефть | 34

2. Летучая нефть

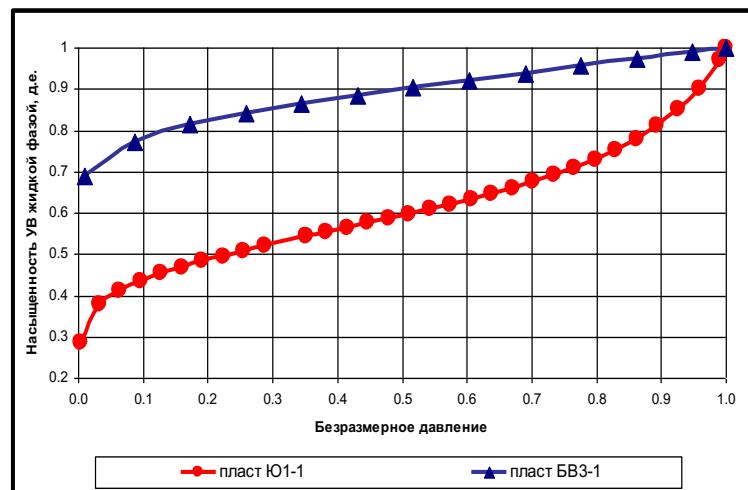


1. Разные расстояния между изоплерами
2. T_c близка к T_{pl} , но $T_c > T_{pl}$
3. $360 < \text{Газовый фактор} < 600 \text{ м}^3/\text{м}^3$
4. $0.780 < \gamma_o < 0.830$
5. Объёмный коэффициент 2 и больше

Газпром нефть | 35

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

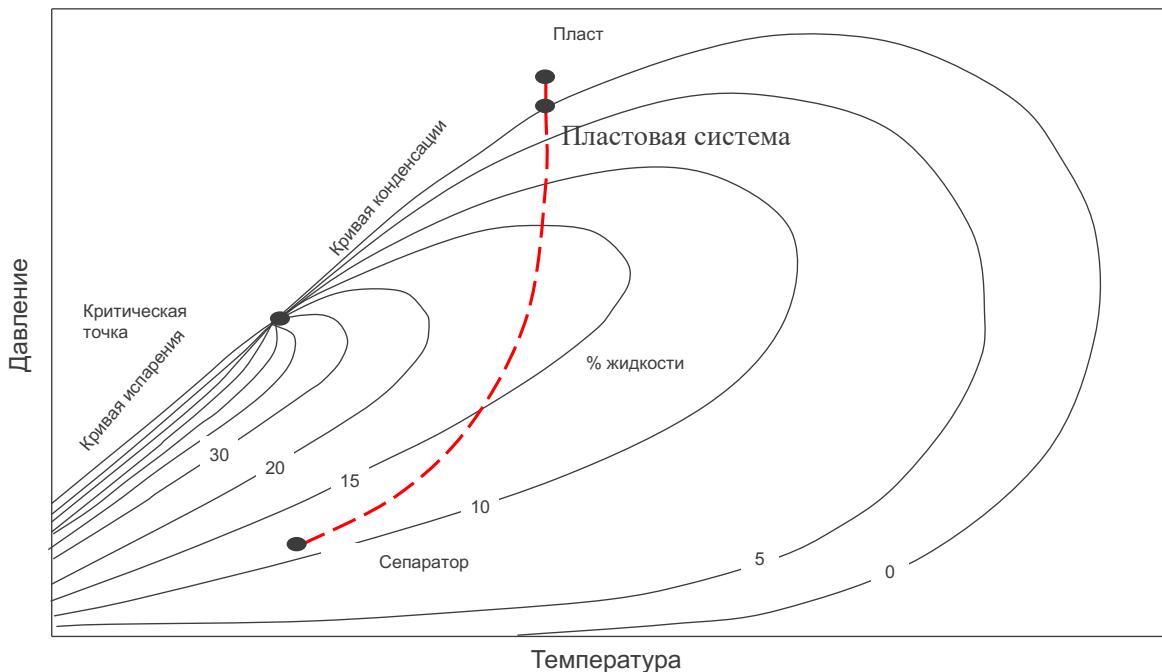
Сравнение усадки черной и летучей нефти при снижении пластового давления ниже давления насыщения



БВ3-1: CH₄ - 25.8 % мол., C₇₊ - 41.5 % мол.
Ю1-1 : CH₄ - 56.2 % мол., C₇₊ - 16.6 % мол.

Газпром нефть | 36

3. Газоконденсатная смесь



1. Газовый фактор >600 м³/м³

2. T_c < T_{пл} < T_m

3. 0.700 < γ₀ < 0.825

Газпром нефть | 37

Группы газоконденсатных залежей

- **Низкоконденсатные**

с содержанием конденсата менее 25 г/м³

- **Среднеконденсатные**

с содержанием конденсата от 25 г/м³ до 100 г/м³

- **Высококонденсатные**

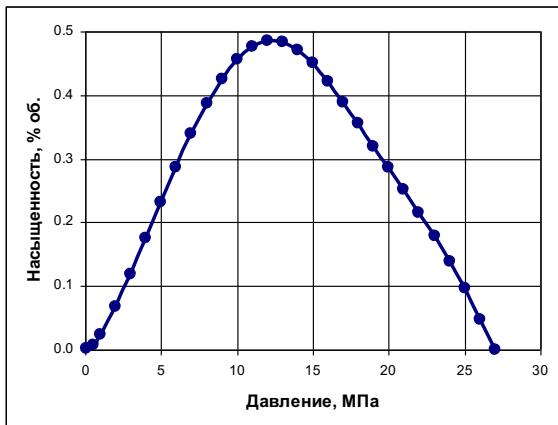
с содержанием конденсата от 100 г/м³ до 500 г/м³

- **Уникальноконденсатные**

с содержанием конденсата более 500 г/м³

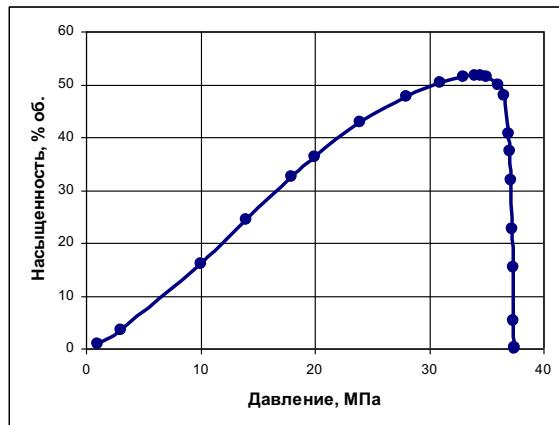
ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

**Динамика насыщенности пласта ретроградной УВ жидкостью
по результатам контактной конденсации средне- и
универсальноконденсатного пластовых УВ флюидов при пластовой
температуре**



CH4 – 89.63 % мол., C7+ - 1.10 % мол

ПС5+: 81.4 г/м3 сухого газа

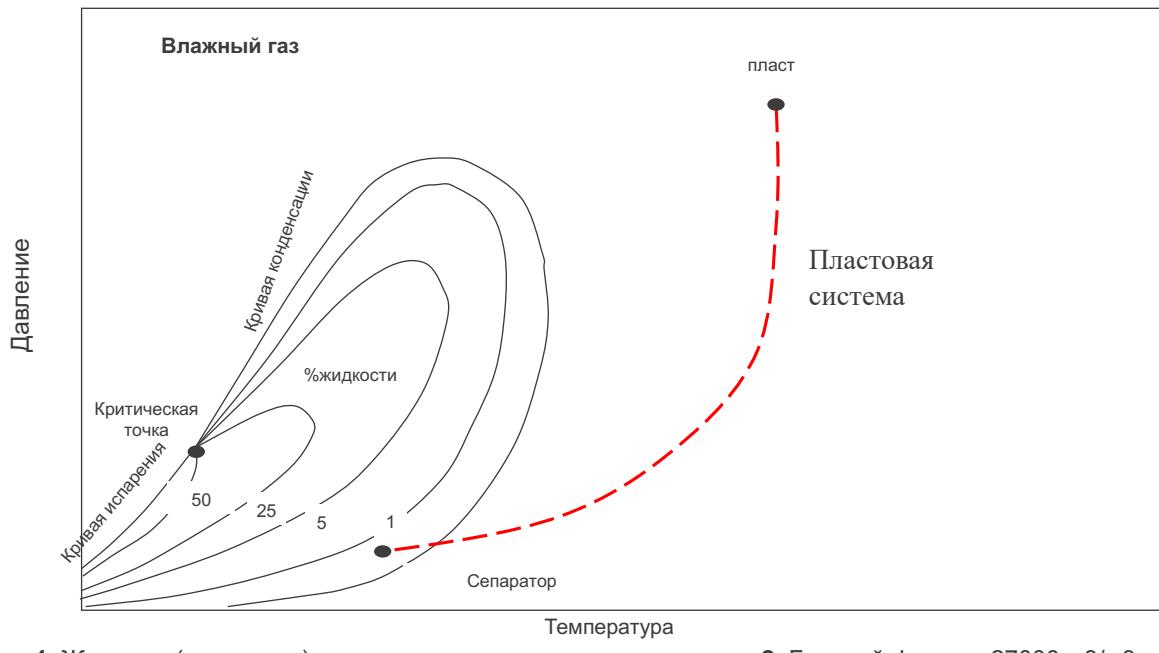


CH4 – 61.4 % мол., C7+ - 11.6 % мол.

ПС5+: 1240 г/м3 сухого газа

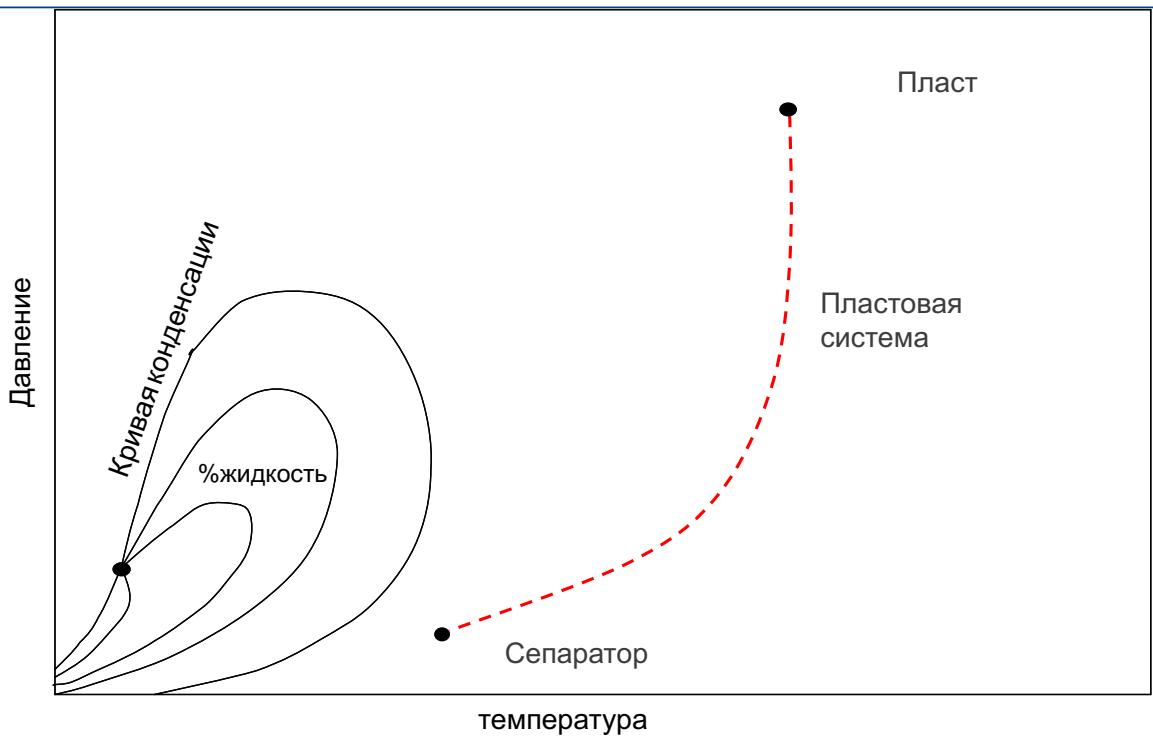
Газпром нефть | 39

4. Жирный газ



Газпром нефть | 40

5. Сухой газ



Газпром нефть | 41

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Классификация залежей по свойствам пластовых смесей

(по Г.Ф.Требину, Н.В.Чарыгину, Т.М.Обуховой)

<i>Залежь</i>	<i>Плотность при пластовых условиях, кг/м³</i>	<i>Молекулярная масса</i>
Газовая	$< 225 \div 250$	< 20
Газоконденсатная	$225 \div 450$	$20 \div 40$
Нефтяная переходного состояния	$425 \div 650$	$35 \div 80$
Нефтяная	$625 \div 900$	$75 \div 275$
Тяжелой нефти и твёрдых углеводородов	> 875	> 225

Газпром нефть | 42

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Характерные признаки типов пластовых флюидов залежей природных углеводородов

Свойство флюида	Тип флюида				Источник данных
	Нефть черная	Нефть Летучая	Газоконденсат (конденсатный газ)	Газ (жирный, сухой)	
<i>Промысловые данные</i>					
- начальный газовый фактор, м ³ /м ³	< 270	270 ÷ 620	> 620		Кронквист Ч.
	< 360	360 ÷ 540	540 ÷ 27000	> 27000	Moses P.
	< 360	360 ÷ 600	600 ÷ 27000 (иногда выше)	> 27000	McCain W.D.
	< 400	400 ÷ 1100	1100 ÷ 18000	> 18000	Катц Д. и др.
	< 500 - нефть		> 1200		Островская и др.
	< 630 - нефть		> 900		Eilerts и др.
	< 1200 - нефть		1200 ÷ 18000	> 18000	Фаниев и др.
- плотность сепарированной УВ жидкости, кг/м ³	< 825				Кронквист Ч.
	> 830	≤ 830	≤ 830		Moses P.
	> 830	≤ 830	720 ÷ 830		McCain W.D.
	> 780		≤ 780		Eilerts et al.]
<i>Лабораторные данные</i>					
- C ₇₊ , % мол.	> 20	12.5 ÷ 20	< 12.5		Moses P.
	> 20	12.5 ÷ 20	< 12.5		McCain W.D.
	> 11 - нефть		≤ 11		Кронквист Ч.
- C ₅₊ , % мол.				< 0.2	Коротаев и др.
- Объемный коэффициент (ступенчатая сепарация)	< 2	≥ 2			Moses P.
	< 2	≥ 2			McCain W.D.
	≤ 1.75	> 1.75			Кронквист Ч.

Газпром нефть | 43

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Выводы:

- *Четких границ* между свойствами пластовых флюидов соседних типов *не существует*. Границные значения параметров смесей перекрывают друг друга. Это особенно показательно при разграничении газоконденсатных залежей и нефтяных залежей переходного состояния (летучих нефтей)
- *Обычно* при газовом факторе $\Gamma < 540 \text{ м}^3/\text{м}^3$ пластовая УВ смесь – нефть, а при $\Gamma > 1200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ - природный газ.
Природные УВ флюиды с газовым фактором от 540 до 1200 $\text{м}^3/\text{м}^3$ могут быть, в зависимости от компонентного состава и пластовой температуры, как пластовой нефтью, так и - газоконденсатной системой;
- *Обычно* если в пластовой смеси $C7+ > 13 \% \text{ мол.}$ – нефть, а при $C7+ < 11 \% \text{ мол.}$ – природный газ.

Газпром нефть | 44

Упражнение 2

Новая скважина проходит три отдельных нефтегазоносных интервала. Давление и температура в середине зоны перфорации одного из интервалов 4,8 МПа и 339 К. В результате суточного теста на сепараторе получено: $Q_o=10,5$ м³; $Q_g=35000$ м³; относительная плотность дегазированной нефти $\gamma_o=0,893$.

Можно ли по этим данным оценить тип пластового флюида вскрытого пропластка?

Решение

1. Так как газовый фактор равен $\Gamma\Phi=35000/10,5=3333 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то месторождение, возможно, газоконденсатное.
2. Плотность жидкой фазы высокая и при данном давлении и температуре растворить такой объём газа в ней маловероятно, то есть месторождение не газоконденсатное.
3. Скорее всего вскрыт пропласток с однофазной нефтью и происходит прорыв газа из газоносного пропластика вследствие негерметичности колонны или месторождение газонефтяное и происходит прорыв газа из газовой шапки.

Оценка типа пластовой системы

Дан компонентный состав пластовой системы (в мол. %):

N_2 - 0.09; CO_2 - 0.04; C_1 - 49.06; C_2 - 2.73; C_3 - 3.04;
 iC_4 - 1.49; nC_4 - 2.18; iC_5 - 1.3; nC_5 - 1.19; C_6 - 1.91;
 C_{7+} - 36.97 ($T_{c7+}=707$ К ; $P_{c7+}=15$ бар; $V_{c7+}=0.88$ м³/кмоль)

$P_{пл}=275$ бар , $T_{пл} = 332$ К

Оценить тип пластовой системы!

Оценка пластовой системы

Решение:

Так как $C7+ = 36,97\% \text{ мол.} > 13\% \text{ мол.}$, то
месторождение нефтяное

Упражнение 3

Газпром нефть | 49

Упражнение 4

Газпром нефть | **50**

2 Лекция 24.10.2022 (Брусиловский А.И.)

Промысловые и лабораторные исследования пластовых флюидов

Газпром нефть | 51

PVT - анализ

Базовые параметры пластовых УВ флюидов:

Нефтяная система -

давление насыщения P_b , объемный коэффициент нефти B_o , газосодержание (при $P>P_b$) R_{sb} , относительная плотность нефти γ_o , относительная плотность газа γ_g , вязкость нефти μ_o , компонентный состав Z_i

Газоконденсатная система -

компонентный состав y_i , давление начала ретроградной конденсации, Z – фактор, потенциальное содержание C_{5+} , коэффициент извлечения по результатам дифференциальной конденсации

Сухой газ -

компонентный состав y_i , относительная плотность γ_g , Z – фактор, объемный коэффициент B_g , вязкость μ_g

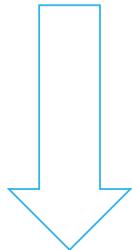
Жирный газ -

вышеперечисленное для сухого газа плюс информация о термодинамических условиях выпадения конденсата, его количестве и свойствах.

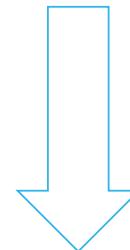
Газпром нефть | 52

Исследования пластовой нефти

Исследования пластовой нефти



Глубинные пробы



Пробы из сепаратора

Глубинные пробы нефти

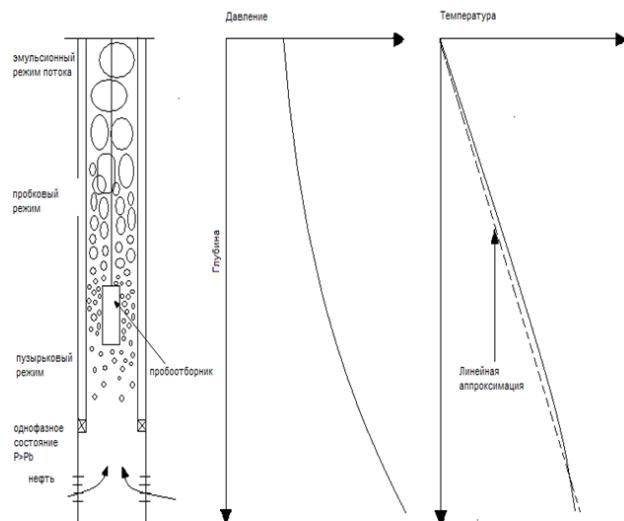
Необходимое условие для достоверности параметров – равномерный охват (охарактеризованность) пластов кондиционными (представительными) пробами пластовой нефти



Газпром нефть | 54

Отбор губинных проб

Ключевые проблемы:



1. Забор пробы выше допустимой глубины
2. Негерметичность приёмной камеры
3. Отбор проб из неподготовленной скважины

Требования к «идеальному» пробоотборнику

- Обеспечение заданной глубины отбора пробы
- Надёжная герметичность
- Фиксирование термобарических условий отбора пробы
- Простота и надёжность в эксплуатации
- Безопасность в эксплуатации

Сравнительная характеристика пробоотборников

Наименование	ВПП - 300	ИМСП - 22
Дата разработки	1968 г.	2000 г.
Предельное давление Р, бар	300	600
Предельная температура Т, К	373	398
Система управления клапанным механизмом	Капиллярные часы	Электронный таймер
Система измерения РТ по стволу скважины	отсутствует	Встроенные термометр и манометр
Система фиксирования момента открытия камеры	отсутствует	Электромагнитный датчик
Система фиксирования глубины спуска	отсутствует	Магнитный локатор муфта
Контроль герметичности камеры	отсутствует	Электромагнитный датчик

Газпром нефть | 57

Модульный динамический пластоиспытатель MDT

- 1.Осуществляется вызов притока на малых депрессиях при помощи встроенного насоса.
- 2.Откачка продолжается до получения пластового флюида с помощью оптического анализатора жидкости.
- 3.Производится замер пластового давления (КПД, КВД) на двух расстояниях по вертикали от точки возмущения для оценки как горизонтальной, так и вертикальной проницаемости.
- 4.Отбирается проба пластового флюида с сохранением пластовых условий.



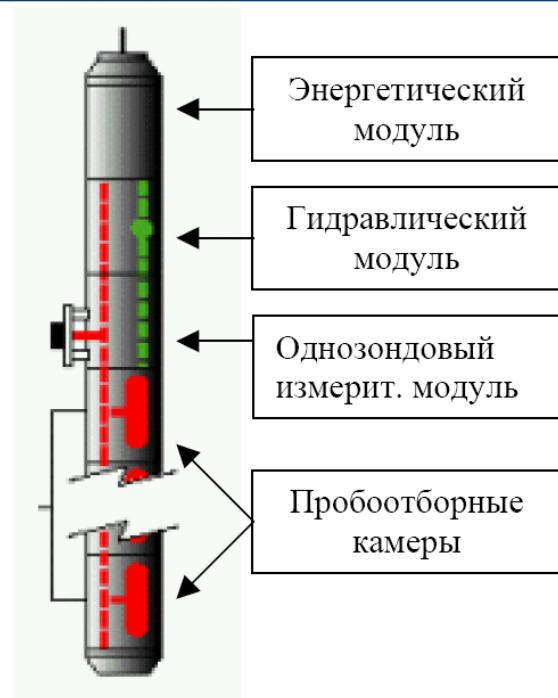
(Прибор компании Шломберже)

Газпром нефть | 58

Конструкция прибора

Технические характеристики:

Длина прибора	6.5 м
Min диаметр ствола скважины	146 мм
Max температура	175 С
Max давление	1360 атм
Вес прибора	318 кг

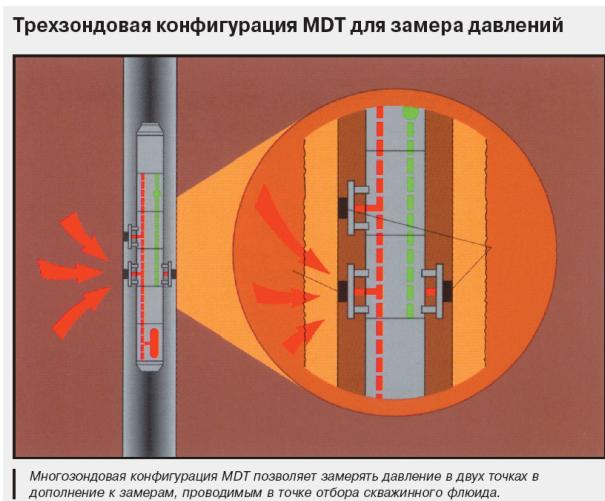


(Технология компании Шлюмберже)

Газпром нефть | 59

Определяемые параметры

1. Замеры пластовых давлений (высокоточный кварцевый манометр): КПД+КВД и расчет подвижности пластового флюида
2. Определение ВНК и НГК путём построения градиентов давления
3. Отбор пластовых флюидов с контролем качества отбираемого флюида. Пробы 3.8, 10.4, 22.7 литра.
4. Определение радиальной и вертикальной проницаемости.



(Технология компании Шлюмберже)

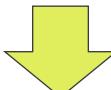
Газпром нефть | 60

Условия пробоотбора

Пробоотборник №	
Глубина отбора пробы	
Давление в точке отбора	
Температура в точке отбора	
Депрессия на пласт	
Время отбора	
Подготовка пробы	
Давление	
Температура	
Продолжительность	

Газпром нефть | 61

Наиболее частые следствия использования непредставительных глубинных проб пластовой нефти

- занижение газосодержания пластовой нефти
 - занижение объемного коэффициента (завышение пересчетного коэффициента)
 - ошибки в определении базовых параметров пластовой системы
- 
- завышение геологических запасов нефти
 - занижение геологических запасов растворенного газа
 - занижение КИН по фактическим данным добычи
- недопустимые ошибки при оценке PVT-свойств в технологических расчетах и проектировании системы добычи

Газпром нефть | 62

Требования к отбору проб на сепараторе

Условия при отборе проб:

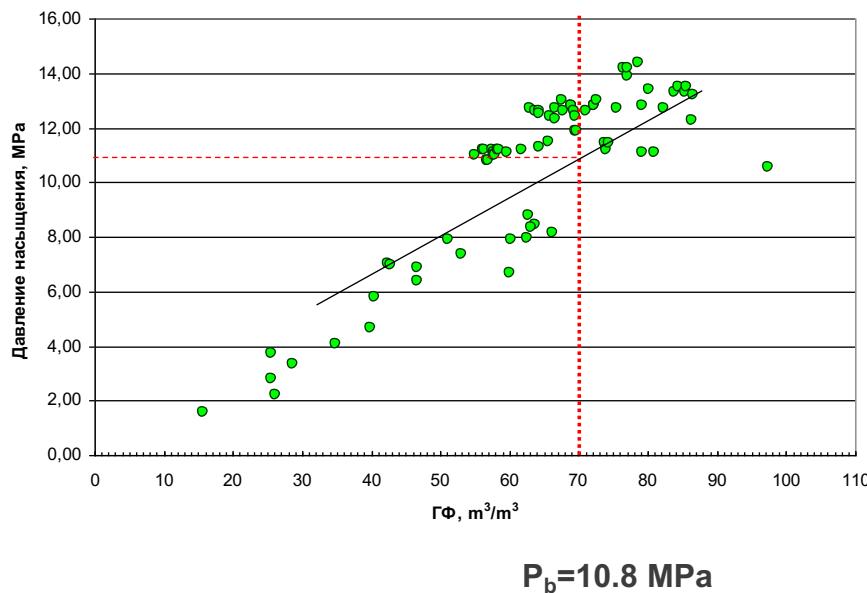
1. Сепаратор должен быть оборудован регулятором уровня и иметь линию сброса воды
2. Сепарация должна осуществляться без выбросов нефти в газовую фазу
3. Скорость газа в сепараторе не должна превышать 0,3-0,4 м/с, скорость нефти – 0,001м/с
4. Скважина должна быть оборудована расходомером на газоотводной линии для определения дебита газа
5. Пробы нефти и газа из трапа отбираются при максимальном давлении в нем

Процедура принятия решения для оценки PVT - свойств

Газпром нефть | **64**

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

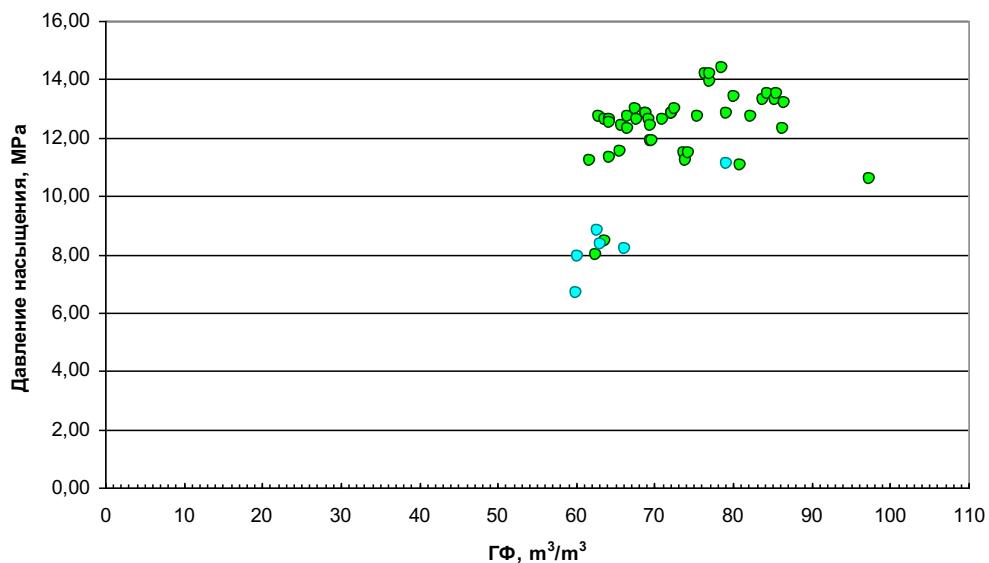
1. Удаляются разгазированные пробы



Газпром нефть | 65

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

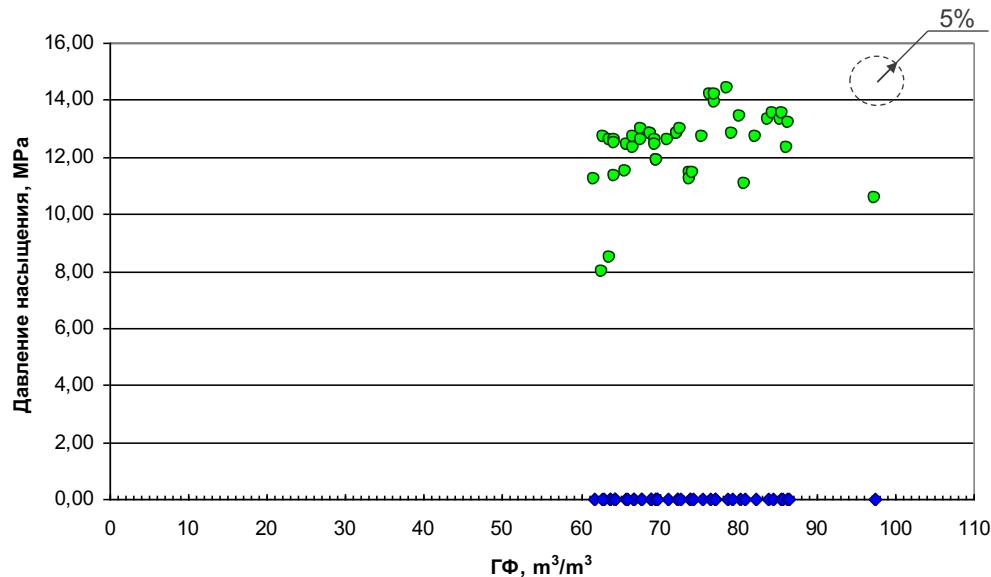
2. Удаляются пробы с ошибочными плотностями нефти



Газпром нефть | 66

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

3. Рассматриваются свойства для каждой пробы

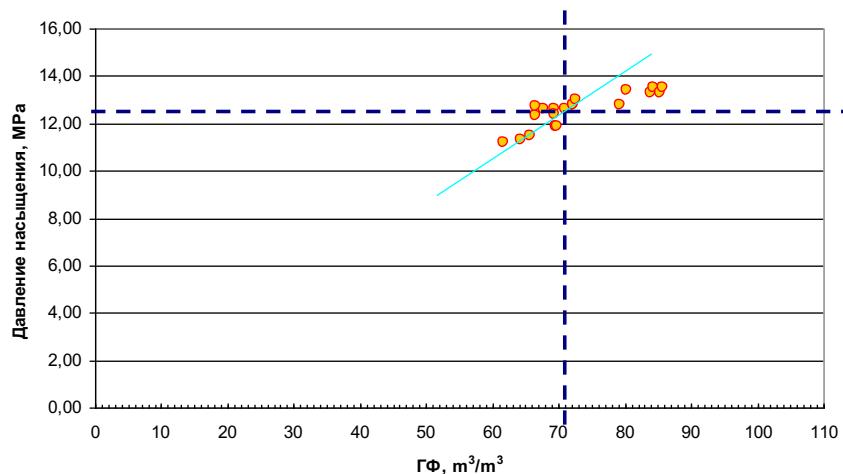


Газпром нефть | 67

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

4. Проверяется отклонение. Удаляются пробы, у которых ошибка превышает критическую

5. Вычисляется среднее значение для объекта



$$P_b = 10.8 \text{ МПа} \rightarrow P_b = 12.4 \text{ МПа}$$

Газпром нефть | 68

3 Лекция 25.10.2022 (Брусиловский А.И.)

3.1 Исследования пластовой нефти, в которых определяются базовые параметры

Исследования пластовой нефти, в которых определяются базовые параметры

- **Контактное разгазирование** – процесс, когда выделившийся газ не удаляется и находится в равновесии с жидкой фазой. Состав смеси постоянен.
- **Контактное разгазирование** при стандартных условиях (температуре 20 °C и давлении 0,101325 МПа) называется **стандартной сепарацией**.
- **Дифференциальное разгазирование** – ступенчатое разгазирование при постоянной (пластовой) температуре с удалением газа на каждой ступени.
- **Ступенчатая сепарация** – ступенчатое разгазирование при термобарических условиях, соответствующих системе промысловой сепарации

Газпром нефть | 69

Итак, давайте начнем наш учебный день. Значит, очень важная тема. Темы все важные, в том числе и та, которую сейчас мы будем рассматривать. Это исследование пластовой нефти. Исследования проводятся в лабораториях, и можно проводить математическое моделирование, создав модель пластовой нефти многокомпонентной, и с применением уравнения моделировать те процессы, которые осуществляются при лабораторных исследованиях. При этом, зная результаты лабораторных исследований, можно адаптировать математическую модель под результаты экспериментальных исследований. Это очень хорошая будет модель для дальнейшего использования при проектировании, разработке, эксплуатации, расчете различных процессов, течения в скважине, на промысле, с сепарацией и так далее. И в том числе при композиционном моделировании. И при моделировании процессов с помощью моделей типа Black Oil.

Итак, разделяют различные виды разгазирования. Контактное разгазирование – это процесс, когда выделившийся газ не удаляется, а находится в равновесии с жидкой фазой. Состав смеси неизменен, постоянен. Частным случаем контактного разгазирования является так называемая стандартная сепарация, когда контактное разгазирование осуществляется при температуре 20 градусов Цельсия и давлении 1 физическая атмосфера. Допускается текущее атмосферное давление в лаборатории. Когда мы проводим математическое моделирование, мы

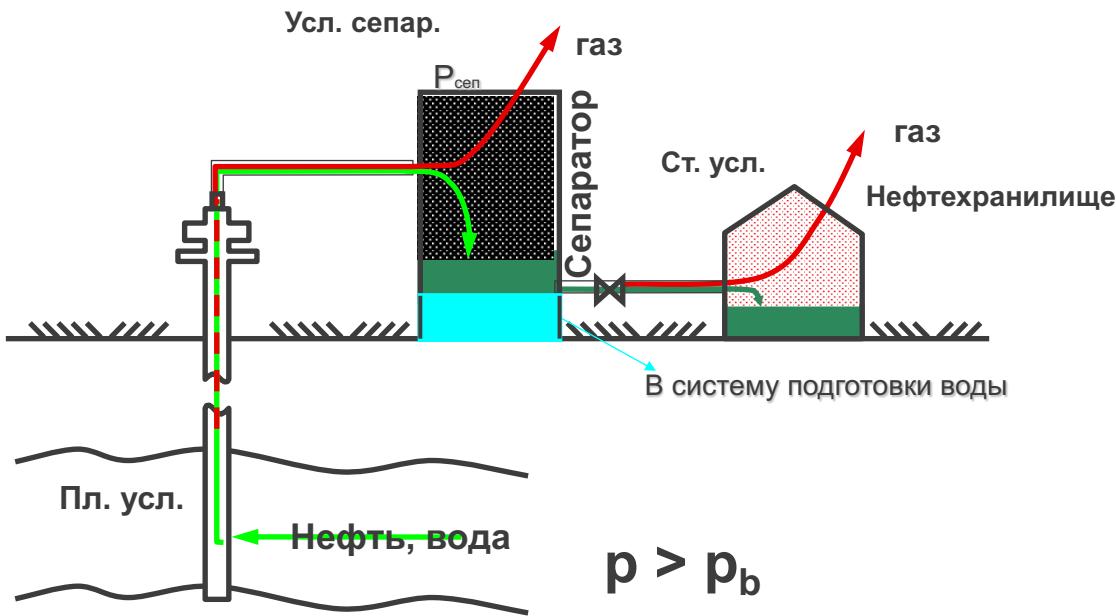
задаем 20 градусов Цельсия и указанное давление 1 физическая атмосфера. За рубежом, я уже говорил, температура стандартная является 60 градусов Фаренгейт или 15,56 градуса Цельсия. Почему я параллельно говорю об условиях за рубежом? Потому что практически во всех лабораториях сейчас оборудование поступившее из-за рубежа, оно более совершенное, чем разработанное у нас ранее. Затем методик много, которые опробированы за рубежом крупными компаниями типа Schlumberger, Halliburton и других. И они используются у нас в лабораториях. И программные комплексы тоже в основном используются те, которые разработаны зарубежными специалистами, это Eclipse и другие. Eclipse, потому что в компании Газпромнефть этот комплекс давно используется. Он включает в себя модуль PVTI, в котором моделируются процессы исследования природных углеводородных систем. И можно рассчитывать фазовые равновесия природных углеводородных систем, задав их состав и соответствующие термобарические условия, выбрав соответствующий тип экспериментов. Причём стандартная сепарация, это однократное разгазирование при стандартных термобарических условиях, я немножко разжёвываю, чтобы вам лучше было понятно, является базовым экспериментом для последующего расчёта состава пластовой нефти (компонентного состава пластовой нефти). Формулы я вам покажу, и вам будет всё понятно.

Дифференциальное разгазирование, которое по самому своему названию, по терминологии предопределяет, что эксперимент проводится не при постоянном составе смеси и вот, значит, осуществляется разгазирование, отводится газ и на практике это осуществляется ступенчато; мы более подробно рассмотрим. А описывается система обычных дифференциальных уравнений, я более подробно об этом скажу, когда буду рассказывать про газоконденсатную систему. Итак, стандартные.

И третий тип, это ступенчатая сепарация, которая моделируется в условиях промысловой сепарации нефти с применением нескольких ступеней сепарации, поэтому называется ступенчатая сепарация, при термобарических условиях, соответствующих системе промысловой сепарации на промысле.

Итак, стандартная сепарация, дифференциальное разгазирование при пластовой температуре и ступенчатая сепарация, моделирующая промысловую подготовку. Ну и это основные эксперименты, мы рассмотрим их результаты.

Система добычи и подготовки нефти

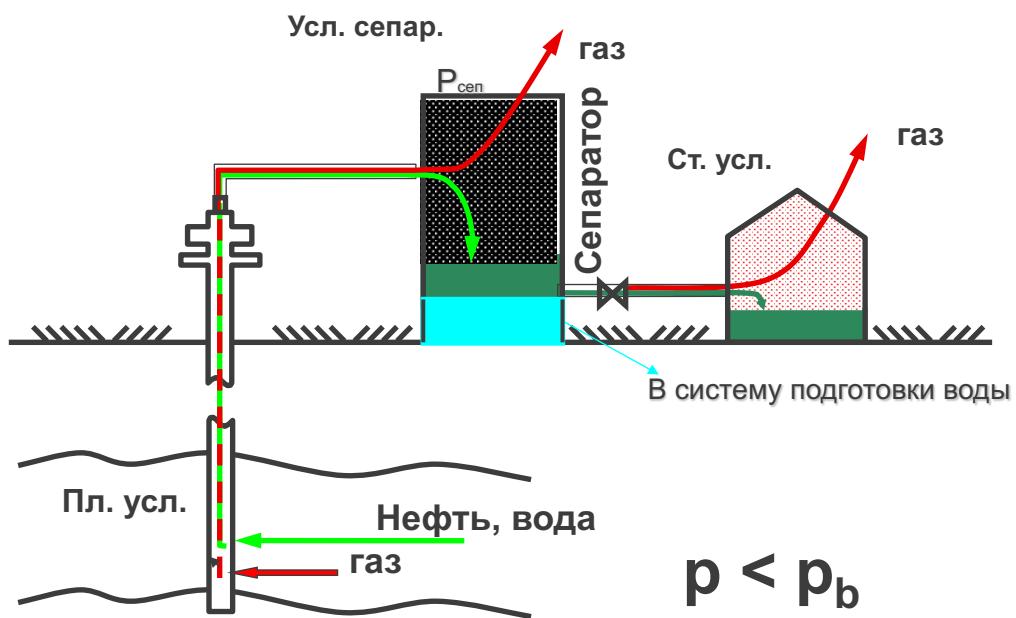


Газпром нефть | 70

Следующий слайд, вот слайд с системой добычи и подготовки нефти. Значит, в случае, когда у нас давление в пласте превышает давление насыщения пластовой нефти, то есть нефть, как углеводородная система, находится в однофазном состоянии, разгазирование еще не происходит, давление выше давления насыщения. Вода всегда есть в пористой среде, она может быть неподвижной, а может в результате осуществления процесса поддержания пластового давления быть подвижной, поступать на забой скважины. Но нас интересует в данном случае, как ведет себя углеводородная система. Повторяю, это случай, когда у нас в пласте углеводородная система имеет давление выше давления перехода в гетерогенное состояние, то есть выше давления насыщения. В стволе скважины уже осуществляется разделение на газ и жидкость, потому что давление в стволе скважины уменьшается, и по достижении давления насыщения и дальнейшем уменьшении давления из пластовой нефти выделяется газ. Происходит это в стволе скважины – контактное разгазирование. Состав текущей смеси неизменен, что поступило на забой скважины, то и выносится на устье. То есть для текущей смеси в стволе скважины состав не меняется. Поэтому, когда мы моделируем этот процесс, то мы используем процесс контактной конденсации, то есть при неизменном составе нашей смеси. А давление изменяется за счет изменения объема, рабочего объема сосуда. Поступающая с устья скважины смесь течет в сепаратор. Здесь показана двухступенчатая сепарация. Первая ступень – это сепаратор, а вторая ступень – это так называемый стоктанк или нефтехранилище. В общем, в сепараторе поддерживается давление, $P_{\text{сеп}}$ и температура, выделяется газ, голубеньким – это вода и зеленым – это нефть. В сепараторе в соответствии с заданным давлением сепарации осуществляется кон-

тактное разгазирование из многокомпонентной системы. Она разделяется уже окончательно в сепараторе. Считается, что соответствует состоянию равновесия термодинамического. Достаточно большой по объему аппарат. Выделившийся газ, газовая фаза, направляется на установки подготовки газа, а вода выделившаяся должна поступать в систему подготовки воды, так называемой подтоварной воды, и для дальнейшего её использования в системе поддержания пластового давления, если осуществляется заводение. А нефть поступает в стоктанк. В стоктанке поддерживается давление одна физическая атмосфера и температура 20 градусов Цельсия, когда мы моделируем или в лаборатории. Стандартные термобарические условия. Вот это двухступенчатая система. Ну вот, и вот вы видите, что все стрелочки, уже вам всё понятно. Из стоктанка, поскольку у нас давление снизилось до стандартного одной атмосферы, выделяются остатки газа, который либо сжигается, либо добавляется к газу, который на собственные нужды и так далее. На практике.

Система добычи и подготовки нефти

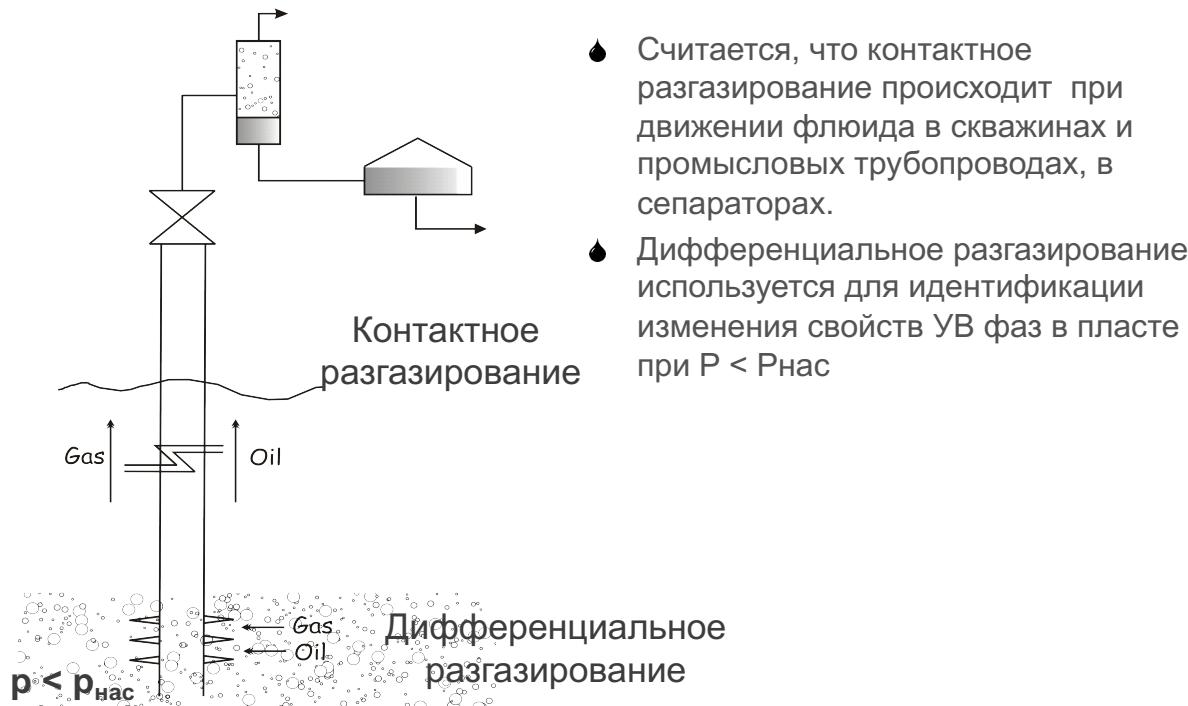


Газпром нефть | 71

Следующий вариант – это когда у нас давление в пласте ниже давления насыщения. Всё похоже, но в пласте у нас, поскольку давление ниже, чем давление насыщения пластовой нефти, углеводородная система уже не гомогенная, не однофазная, а двухфазная. Одна фаза жидкотяжеловодородная, а вторая газовая фаза, которая выделилась из пластовой нефти при снижении давления ниже давления насыщения. Вот всё это поступает в ствол скважины. У нас уже в стволе скважины, начиная с забоя, углеводородная система находится в двухфазном состоянии. С точки зрения математического моделирования, поскольку это контактная конденсация, контактная конденсация моделируется, то есть фиксируется состав пластовой нефти, который

неизменен, ещё раз, при течении от забоя до устья, но поскольку меняются термобарические условия, давление падает и температура тоже изменяется, у нас соотношение между газовой и жидкно-углеводородными фазами непрерывно меняется. Это приводит к изменению, значит, вот это соотношение между фазами к изменению структур течения. Я здесь не рассматриваю, но вы уже наверняка знаете, что при течении в стволе скважины, значит, при изменении соотношения объёмов жидкой фазы и газовой фазы у нас структуры течения меняются. Я показывал вам, давайте вспомним слайд, когда мы говорили об условиях отбора проб. И вот там, значит, на забой поступала нефть в однофазном состоянии, пробоотборник у нас уже был в условиях пузырькового режима, когда у нас пузырьки газа уже выделились из нефти, а по мере снижения давления при движении к устью скважины у нас консолидируются пузырьки газа, они становятся, значит, уже образуются глобулы газа достаточно большие и режимы течения меняются. Каждому режиму течения соответствуют свои гидродинамические критерии. И это предмет самостоятельного изучения течения газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах. Это самостоятельная тема, весьма ёмкая и десятилетиями изучается. Особенности, критерии и так далее. Всё это реализуется потом в программных комплексах, результаты экспериментальных исследований, что позволяет достаточно точно моделировать условия течения углеводородных смесей в системах трубопроводов при добыче и подготовке нефти. И это же относится к газоконденсатным системам. Всё это единая наука, просто соотношение между фазами в нефтяных системах и в газоконденсатных, оно различное, естественно. В газоконденсатных системах значительно больше объём газовой фазы, соответственно, превалируют другие структуры течения и так далее. А так наука гидродинамика газожидкостных потоков этим занимается. А с точки зрения PVT-свойств мы должны уметь обеспечить исходной информацией, необходимой информацией вот эти расчёты гидродинамические. Это осуществляется, раньше это осуществлялось экспериментальными исследованиями при температурах отличных от пластовой, от 20 градусов Цельсия до пластовой и между ними всё это экспериментально исследовалось, процесс вопроса контактных конденсаций. А сейчас экспериментальные исследования проводятся наиболее часто при пластовой температуре, чтобы обеспечить информацией о том, каковы свойства фаз в пласте. А мы создаём, повторяю, математические модели, основанные на применении уравнений состояния и уже создав математическую модель пластовой нефти, мы можем при различных термобарических условиях рассчитывать контактную конденсацию. Это в программах зарубежных называется FLASH эти процессы. Значит, контактная конденсация. И в профессиональных программах, я понимаю, HI-SIM, HI-SYS и так далее, значит, там осуществляется расчёт фазовых превращений углеводородных смесей на основе заданного состава пластовой смеси, которая должна быть адаптирована к имеющимся экспериментальным данным. Вот такая, значит, логика. Ну вот, я вам устно рассказал, теперь вам совершенно очевидно должно быть.

Контактное и дифференциальное разгазирование

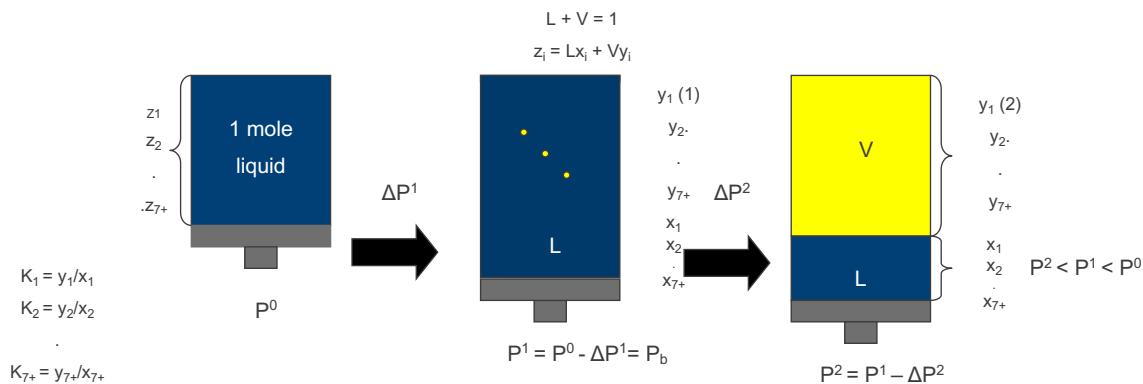


Газпром нефть | 72

То, что вы прочитали, ещё раз уже тут написано на слайде, значит, это как повторение. Теперь важно, что, ещё раз хочу сказать, что результат дифференциального разгазирования используется для идентификации изменения свойств углеводородных фаз в пласте при изменении давлений, при, значит, давлении ниже давления насыщения, то есть, когда у нас в пласте находятся две фазы. Почему я вам вот так тщательно это дело объясняю?

Значит, всё уже понятно, что контактное разгазирование осуществляется, считается, что в стволе скважины, в трубопроводах промысловых, в сепараторах и моделируется математически контактным разгазированием. То есть, мы задаём компонентный состав смеси и, значит, в результате получаем компонентный состав и относительное количество равновесных фаз. Соответствующую постановку математическую я расскажу, когда буду делать обзор, краткий обзор по применению уравнения состояния. Значит, а дифференциальное разгазирование, о котором сейчас пойдёт речь, когда я буду рассказывать тоже о сути экспериментальных исследований, значит, оно позволяет нам, как вы видите написано, вот это вот нужно чётко понимать, определить свойства равновесных фаз паровой-углеводородной и жидкого-углеводородной сосуществующих в пласте при давлении меньше, чем давление насыщения. И тоже будет пример, значит, результат дифференциального разгазирования и видно будет, как же меняется с давлением свойства углеводородных фаз в пласте при постоянной пластовой температуре и изменении давления. Вот это вот суть процесса дифференциального разгазирования контактного.

Контактное (Flash) разгазирование



z = компонентный состав пластовой системы

x = мольная доля компонента в жидкой фазе

y = мольная доля компонента в газовой фазе

L = отношение молей в жидкой фазе к молям суммарного флюида

V = отношение молей в газовой фазе к молям суммарного флюида

K = константа равновесия, y/x

Газпром нефть | 73

Теперь, значит, контактное разгазирование, англоязычный термин Flash и пояснение, у нас есть мольный состав смеси, который обозначается Z_i , и давление, при котором эта смесь загружена в сосуд PVT, часто говорят бомба PVT, сосуд высокого давления, значит, предположим, что мы загрузили 1 моль в смеси, находится наша смесь в однофазном состоянии, дальше мы за счёт изменения объёма, рабочего объёма этого сосуда уменьшаем давление и появились первые, видите, вот 3 точечки, 3 жёлтенькие, это первые пузырьки газа, это давление, значит, мы достигли давления насыщения и при дальнейшем увеличении объёма у нас выделяется из жидкого раствора, выделяется газ.

Значит, при давлении P^2 , которое меньше, чем давление P^1 , равного давлению насыщения, на ΔP^2 , вот мы снизили, у нас жёлтая, это выделившийся газ, поскольку он находится в равновесии с жидкостью, обозначается V (от вейпа, это общепринятое обозначение), значит, и равновесный наш раствор, газированная жидкость L (от liquid). Состав жидкости обычно обозначается x_i , а газовая фаза или паровая – y_i , а суммарный состав у нас Z_i . Мы из сосуда PVT ничего не удаляли, мы давление изменили за счёт изменения объёма, поэтому контактная конденсация у нас осуществлялась, значит, вот контактное разгазирование в данном случае. Для нефти разгазировали. Если бы у нас была, заодно комментарий, если бы у нас была исходная система газоконденсатной находилась в газообразном агрегатном состоянии, то в результате уменьшения давления при увеличении объёма, уменьшение давления ниже давления начала ретроградной конденсации. Этот процесс назывался бы контактная конденсация, в зависимости от того, с какой смесью мы имеем дело. И хотя нам в этом курсе понятие коэффициента

распределения или константа равновесия не понадобится, но чтобы вы знали, что отношение мольной доли i -ого компонента в равновесной паровой фазе к отношению мольной доли этого компонента в жидкой фазе, называется константой равновесия, но более правильно коэффициент распределения.

Контактное разгазирование

- Компонентный состав системы не изменяется во время эксперимента.
- Газ остается в равновесии с жидкостью на протяжении всего эксперимента.
- Определяется зависимость между давлением и объемом при пластовой температуре. Эта зависимость позволяет определить давление насыщения , а также объемную упругость пластовой нефти.

Газпром нефть | 74

Итак, контактное разгазирование. Компонентный состав системы не изменяется во время эксперимента, газ остаётся в равновесии с жидкостью на протяжении всего эксперимента и определяется зависимость между давлением и объёмом при пластовой температуре. Эта зависимость, ну это вы уже знаете. PV-зависимость, PV-соотношение, которое мы с вами подробно рассмотрели, суть, или я уже путаю, мы только будем рассматривать, в общем, PV-соотношение, нет, мы с вами уже об этом говорили, да, позволяет определить давление насыщения, а также объемную упругость пластовой нефти. Конечно, мы об этом. Или я на прошлой неделе курс читал для сотрудников компании, и поэтому у меня уже в голове мешанина. Значит, итак, прошу прощения за такую вот небольшую путаницу, но вас не должно это в смущение вводить.

Давление насыщения нефти газом и PV-зависимости

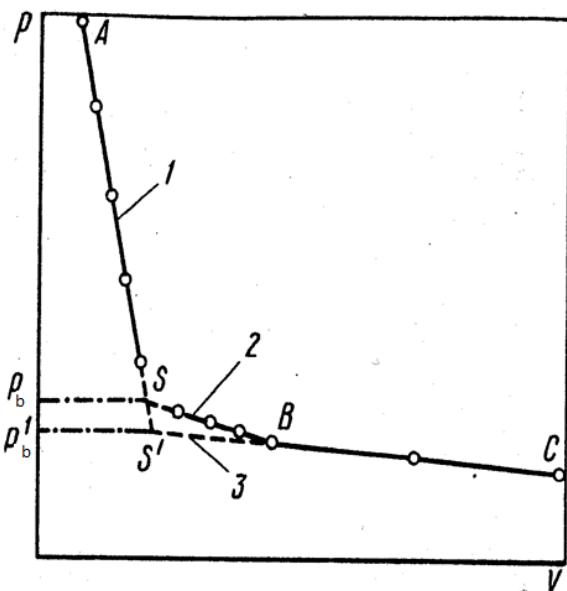


График для определения давления насыщения объемным методом:

- 1) ветвь однофазного состояния нефти;
- 2) ветвь двухфазного состояния нефти при корректном проведении опыта;
- 3) ветвь двухфазного состояния нефти при некорректном проведении опыта

Газпром нефть | 75

Давление насыщения нефти газом и PV-зависимость. Итак, на основе проведения эксперимента контактной конденсации мы имеем возможность построить так называемые PV-зависимости. То есть, зависимость между давлением и объёмом при постоянной температуре. И этот эксперимент, который происходит в рамках контактной конденсации, значит, он что позволяет нам? Он позволяет нам определить давление насыщения нашей смеси. Предположим, мы загрузили наш образец пластовой нефти в сосуд высокого давления. И объём таков, что давление выше давления насыщения, весьма существенно выше. Нам давление насыщения неизвестно, но мы создали давление выше пластового. И это может быть на несколько десятков бар выше. Важно, что выше пластового. Потому что максимальная оценка давления насыщения – это величина пластового давления.

И создаём давление выше пластового нашей системы, наша проба, загруженная в сосуд PVT, в однофазном состоянии. И мы увеличиваем контактным образом, не удаляя ничего из системы увеличиваем объём нашего сосуда PVT. И в результате этого давление снижается. Причём, чем меньше растворено газа в пластовой нефти, тем быстрее будет снижаться давление при увеличении объёма сосуда PVT. Это физически совершенно понятно. То есть, при увеличении объёма наша система должна расширяться до этого объёма моментально. Но это легко сделать газу, совсем легко, но это очень сложно сделать жидкой фазе. И чем меньше её газосодержание, чем меньше газа растворено в жидкости, тем сильнее будет падать давление при увеличении рабочего объёма. И вот вы видите, что мы... Вот несколько точек, соответствующих этапам увеличения рабочего объёма нашего сосуда. Значит, тут при достижении давления

насыщения выделившийся газ, он же расширяется, и уже упругость двухфазной системы совершенно другая, чем у однофазной жидкой системы. И поэтому зависимость между давлением и объёмом при увеличении объёма, она уже совершенно иная. Совершенно иная. И вы видите, что при выделении газа у нас эта зависимость не просто другая, значит, мы можем определить при каком же давлении у нас произошло выделение газа, каково давление, при котором начался процесс разгазирования. Значит, у нас в начале, вот написано, ветвь двухфазного состояния при... Вот третья, при некорректном проведении опыта. Третья, при некорректном. То есть, когда мы идём первоначально с большими шагами, и мы пропустили на самом деле давление насыщения, и излом у нас первоначально показан при давлении p'_b . Но затем мы можем более точно определить величину давления насыщения, значит, мы возвращаемся, то есть объём опять уменьшаем, уменьшаем объём, перемешиваем нашу смесь в однофазном гомогенном состоянии при давлении выше, чем... ну, то есть, уже создали условия, уменьшив объём, при котором давление поднялось. И уже с меньшим шагом по изменению объёма мы идём и фиксируем зависимость давления от объёма. И это вот ветвь 2. И мы видим, что при более высоком давлении, несколько более высоком давлении у нас излом осуществляется. Значит, мы можем таким образом с меньшим шагом осуществить эксперимент в области перехода из однофазного в двухфазное состояние, определить достаточно точно давление насыщения. Вот таким образом на практике это и делается в сосудах высокого давления при экспериментальном определении.

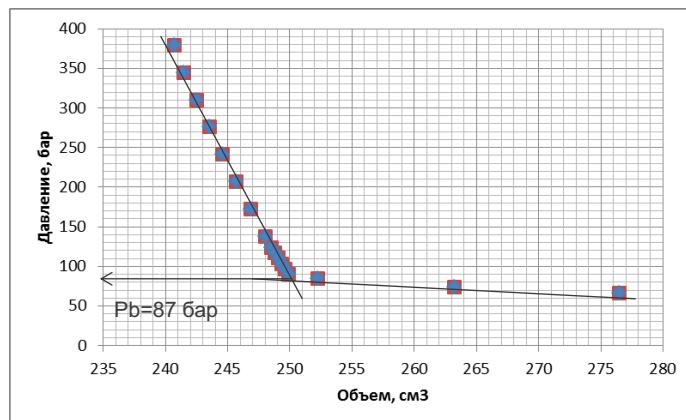
**Упражнение: ниже приведены данные PV-зависимости.
Определите давление насыщения по результатам теста.**

Давление (бар)	Объём (см ³)	Давление (бар)	Объём (см ³)
379,3	240,73	103,4	249,35
344,8	241,5	96,55	249,63
310,3	242,52	89,7	249,9
275,9	243,52	84,3	252,25
241,4	244,57	74,3	263,22
206,9	245,67	65,8	276,45
172,4	246,83	56,2	299,57
137,9	248,03	47	329,45
124,1	248,52	38,6	374,38
117,2	248,8	24,7	534
110,3	249,07	13,6	957,75

Вот в виде упражнения показана как бы запись экспериментальных данных. Таким образом записывают текущее давление и какой объём системы при текущем давлении. Вот та-

кой табличкой. И по этим данным можно определить, при каком давлении будет излом PV-зависимости, то есть определить давление насыщения.

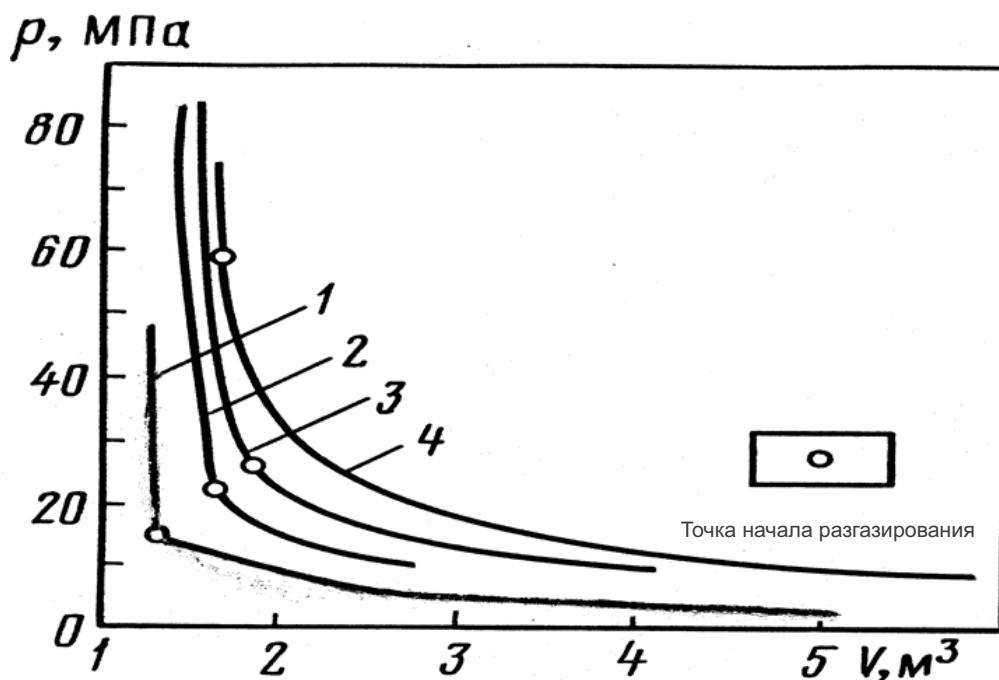
Результат обработки данных в Excel



Газпром нефть | 77

Вот мы, например, в Excel ввели указанные данные и получили такой график. И мы видим чётко совершенно, где у нас излом PV-зависимости, какому давлению соответствует. И определили таким образом, что давление насыщения равно 87 бар. И ещё раз, это излом резкий, резкий. Это значит, что газодержание нашей нефти невысокое, не выше чем 200, ну вот для данной системы это порядка наверное 100 м³ на м³ по резкому излому.

PV-изотермы пластовых нефтей различных месторождений

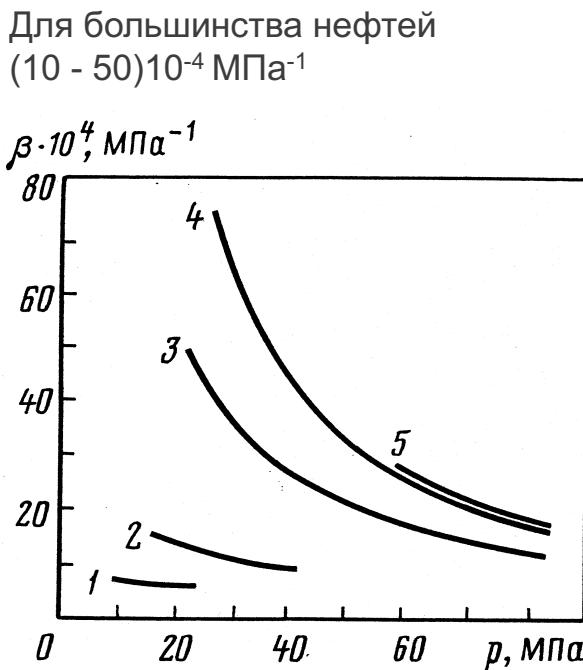


Газпром нефть | 78

Это из моей монографии 2002 года. Значит, для реальных, по реальным данным для месторождений различных. И я, ну, наверное, не буду вам говорить, какие месторождения, это просто смысла нет. Значит, это различные месторождения, характеризующиеся различным газодержанием, то есть количеством растворённого газа в пластовой нефти. И из того, что я уже рассказал, вы поняли, что там, где чётко совершенно, вот на кривой один, чётко виден излом, это давление насыщения, там газодержание меньше, чем в тех случаях, когда резкого излома нет. Значит, последовательно показаны зависимости с увеличением газосодержания в пластовой нефти. Это разные месторождения. И мы видим, что если по зависимости 1 чётко совершенно можно определить графически давление насыщения, но менее чётко, но всё-таки достаточно для практических целей можно определить давление насыщения по зависимости 2, просто нужно с более мелким шагом по давлению идти и определяется давление насыщения, то уже зависимость 3 резкого такого изменения направления в PV-зависимости нет, плавная, а по графику 4 мы вообще не можем определить по зависимости давление насыщения. И та точка, которая показана на зависимости 4, это Караганское месторождение, там газодержание около 500 м³ на м³, это давление насыщения, то есть начало выделения газовой фазы определено оптическим методом, не по PV-зависимости, а это можно определить визуально, либо с помощью оптических анализаторов, которые позволяют определить появление новой фазы. Но в современной аппаратуре у нас, конечно же, оптические анализаторы присутствуют, и это позволяет более точно, более точно, ну то есть это нормальный метод определения перехода из гомогенного в гетерогенное состояние. И в отчетах и зарубежных компаний, и наших

лабораторий, которые сейчас оснащены современными установками, мы уже не визуально, а с помощью приборов определяем появление новой фазы, то есть начало разгазирования нефти.

Изотермический коэффициент сжимаемости (объемная упругость)



$$\beta = -\frac{1}{V} \cdot \left. \frac{\partial V}{\partial p} \right|_T$$

Зависимость от давления изотермического коэффициента сжимаемости пластовых нефтей различных месторождений* при температуре:

- 1) Усинское, 19 °C
- 2) Дмитриевское, 51 °C
- 3) Тенгизское (скв. 1), 51 °C
- 4) Тенгизское (скв. 1), 107 °C
- 5) Караганакское (скв. 33), 84 °C

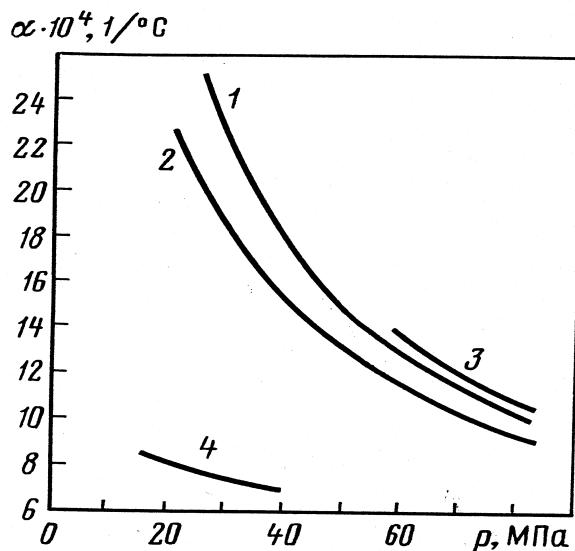
*Брусиловский А.И. «Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа.»

Теперь по результатам PV-соотношений мы можем определить изотермический коэффициент сжимаемости или объемную упругость пластовой нефти. Значит мы это делаем по данным PV-соотношений можем сделать, заменяя производные на приращения, и используется эта величина изотермический коэффициент сжимаемости или объемная упругость в частности можно оценить совершенно простым способом нефтеотдачу пласта при работе на упругом режиме без поддержания давления, зная объемную упругость пластовой нефти. Вот совершенно простой формулой. Я не буду сейчас приводить эти соотношения, это можно даже и самим в виде упражнения сделать. Еще раз, нефтеотдачу на упругом режиме можно оценить зная изотермический коэффициент сжимаемости пластовой нефти, именно за счет упругости нефти. За счет упругости нефти конечно мы высокой нефтеотдачи добиться не можем, но если у нас большая разница между пластовым давлением и давлением насыщения (она бывает десятки мегапаскалей), то значительная часть добычи нефти формируется, когда нефть находится в одноФазном состоянии в пласте, она может быть сформирована на упругом режиме. И чем выше газосодержание пластовой нефти начальной, тем выше будет величина нефтеотдачи при разработке на упругом режиме, хотя конечно высокого значения мы добиться не можем. Все равно нам нужно будет в итоге создавать систему и вводить в действие поддержание пластового давления. Я говорю о физическом смысле, то есть изотермического коэффициента сжимаемости,

где он может применяться. Он раньше в явном виде применялся в формулах материального баланса при проектировании разработки, при оценке на упругом режиме и так далее.

Температурный коэффициент объемного расширения

Для большинства нефтей $(10 - 20) \cdot 10^{-4} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$



$$\alpha = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial T}$$

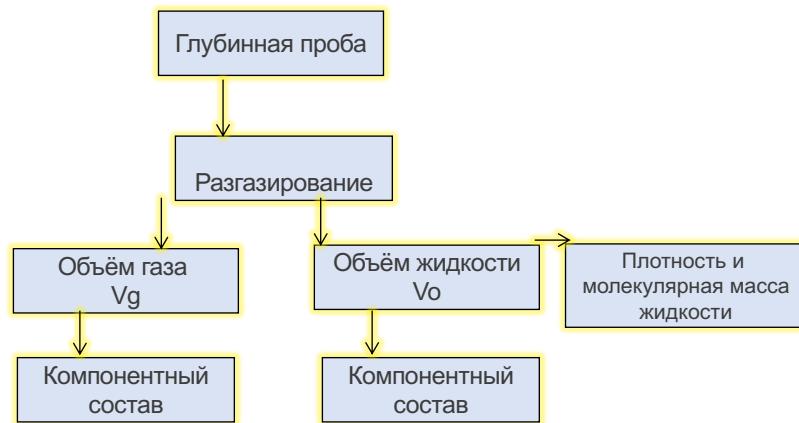
Зависимость от давления температурного коэффициента объемного расширения пластовых нефтей различных месторождений:

1. Тенгизское (скв. 1), при $51 \text{ }^{\circ}\text{C}$
2. Тенгизское (скв. 1), при $107 \text{ }^{\circ}\text{C}$
3. Караганакское (скв. 33), при $84 \text{ }^{\circ}\text{C}$
4. Дмитриевское, при $51 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Газпром нефть | 80

Также по результатам исследований пластовых нефтей определяют температурный коэффициент объемного расширения. Его определение вы видите на слайде. Также приведен диапазон его величины для большинства пластовых нефтей. Используется эта величина при проектировании термического воздействия на нефтяные пластины.

Схема исследования при стандартной сепарации



Теперь переходим к стандартной сепарации. Тут немножко съехала схемочка. Ну, ничего, я ее поправлял, она опять съехала, надо было закреплять. Итак, вот у вас глубинные пробы. Мы разгажиствуем однократно и определяем объем газа и его компонентный состав, которые выделились при однократном разгажиствии глубинной пробы при 20 градусах Цельсия допускается температура окружающей среды в лаборатории и одна физическая атмосфера. Также измеряется объем дегажированной жидкости, ее компонентный состав, хроматография, и измеряется плотность и молекулярная масса дегажированной жидкости.

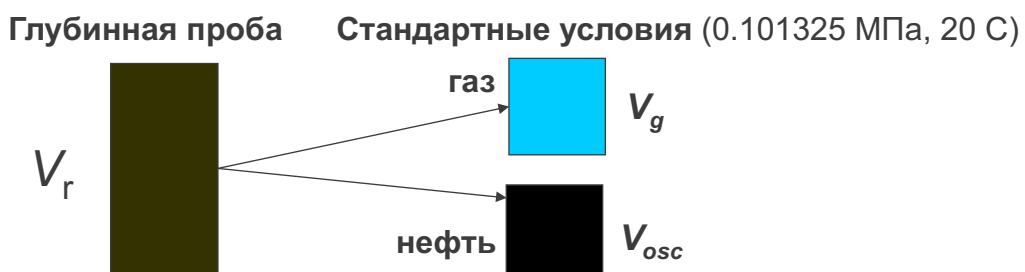
Понятия объемного коэффициента и газосодержания

Объемный коэффициент пластовой нефти равен отношению объема, занимаемого УВ жидкой фазой пластовой смеси при пластовых условиях V_r , к объему дегазированной нефти при стандартных условиях V_{osc} :

$$B_o = V_r / V_{osc}$$

Газосодержание пластовой нефти – количество газа, выделившегося из растворенного состояния при изменении условий от пластовых до стандартных (0.101325 МПа, 20 С) и отнесенное к объему (массе) дегазированной нефти при стандартных условиях V_{osc} :

$$R_{sb} = V_g / V_{osc}$$



Газпром нефть | 82

Перед лекцией я еще раз посмотрел, что пишут по поводу стандартной сепарации, что написано было в монографии Абрама Юдельевича Намиота, о которой я говорил, это замечательная книга «Фазовые равновесия в добыче нефти», где человек просто описывает основные моменты, очень хорошо понимая и физику, и особенности физико-химических свойств. И вот я вам могу просто зачитать, сейчас я взял в руки. Так вот, эта стандартная сепарация, однократное разгазирование, она осуществляется при дросселировании. Пластовая нефть, находящаяся в сосуде, это я зачитываю его текст, просто чтобы кому-то будет полезно. Пластовая нефть, находящаяся в сосуде, которая была загружена в сосуд высокого давления, при давлении выше давления насыщения, через слегка открытый вентиль, дроссель, выпускают стеклянный сепаратор, находящийся под атмосферным давлением. Вот таким образом это осуществляется, понимаете, разгазирование. То есть, не увеличивают, ведь вот вопрос, который мог возникнуть у вас, то есть у нас давление может быть в сотни атмосфер или бар, если при высоком газосодержании нефти, ее давление насыщения может составлять и 300 и 400 бар. И таким образом осуществляется однократное разгазирование? Ведь мы же не будем в десятки раз увеличивать объем сосуда РВТ, или даже больше. Вот осуществляется это при дросселировании. При выпуске, значит, вот в стеклянных сепараторах, находящихся под атмосферным давлением, при выпуске пластовой нефти давление в сосуде поддерживают выше давление насыщения путем перемещения плунжера – поршня. В процессе сепарации нефть стекает в нижнюю часть сепаратора, а газ подается из сепаратора в измерительную бутыль – газометр, или на газовый счетчик. Все просто. Но более подробно вот просто найдите это издание, очень хорошо там все написано.

Я учился по книгам Намиота, с ним контактировал. И, значит, просто настоящий классический профессор, который работал, который хорошо чувствовал и суть экспериментальных исследований, и физику явлений. При этом он на компьютере не умел, тогда рассчитывали, это делали первоначально сотрудники, просто помощники, ну как классическая лаборатория. А уже когда я с ним взаимодействовал, просто, так сказать, не работая с ним, а просто взаимодействовал, это со второй половины 80-х годов и до середины 90-х годов я по его просьбе проводил математическое, компьютерное моделирование. И мне доставляло большое удовольствие взаимодействие с ним, я гораздо лучше стал понимать отдельные особенности физических явлений, когда стал заниматься пластовыми нефтями. Конечно, он был специалист по исследованию пластовых нефтей и еще проводил исследования по растворимости газа в воде, ну это в 60-е годы. Это я вас ориентирую просто. И этот специалист, он ни в коем случае не уступал по своим знаниям и глубине понимания зарубежным специалистам. А в комплексе, когда мы читаем книжки и зарубежных специалистов, и наших классиков, вот тогда мы становимся настоящими специалистами. И в любом деле, что гидродинамическое моделирование разработки, что физическая химия, исследование пластовых флюидов, то есть это очень полезно. Если кому-то ссылки понадобятся точные, я могу дать.

Теперь дальше. Понятие объемного коэффициента и газосодержания, которые при проектировании разработки в подсчете запасов используются. Объемный коэффициент пластовой нефти равен отношению объема, занимаемого углеводородной жидкой фазой пластовой смеси при пластовых условиях к объему дегазированной нефти при стандартных условиях. Аббревиатура V_r , индекс r – это reservoir, то есть пласт, залежь при условиях пласта, объем занимаемой пробы, отнесенный к объему занимаемой пробы нефти при стандартных условиях. Этот объем, объемный коэффициент, он зависит, его величина зависит от того, проводим мы стандартную сепарацию, однократное разгазирование, либо мы проводим дифференциальное разгазирование при пластовой температуре, либо мы осуществляем ступенчатую сепарацию, моделирующую промысловую подготовку нашей нефти. Вот мы получаем разные величины, причем, чем больше газа растворено в пластовой нефти, тем сильнее будут отличаться величины объемного коэффициента, полученные при разных видах разгазирования. Газоудержание пластовой нефти, количество газа, выделившееся из растворенного состояния при изменении условий от пластовых до стандартных и отнесенного к объему или массе дегазированной нефти при стандартных условиях. Значит, это газосодержание пластовой нефти. Мы встречаем на практике газосодержание и метр куб на метр куб, и метр куб на тонну. Вот понятие объемного коэффициента и газосодержания.

Компонентный состав и относительная плотность дегазированной нефти

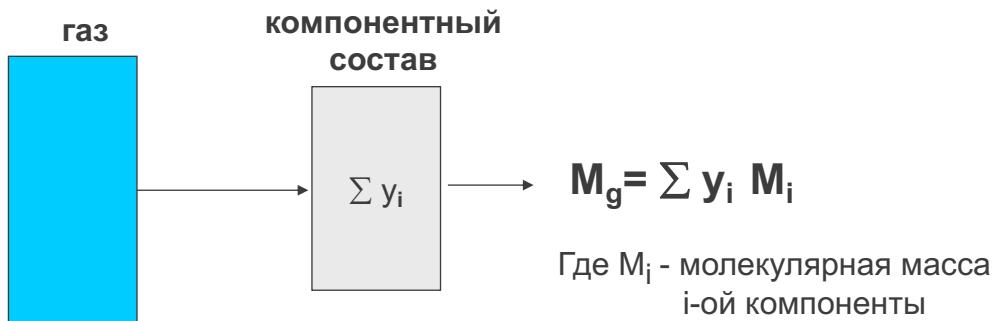
дегазированная нефть



$$\rho_o = \frac{m_o}{V_o} \longrightarrow \gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad \rho_w = 1000 \frac{\kappa g}{m^3}$$

γ_o - относительная плотность нефти

Компонентный состав и относительная плотность газа



$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{\text{возд}}} = \frac{M_g}{28.96} \quad \gamma_g \text{ - относительная плотность газа}$$

Газпром нефть | 84

Свойства углеводородных и неуглеводородных компонентов

Компоненты	Молярная масса M, г/моль	Критическое давление P _c , МПа	Критическая температура T _c , К	Критический объем V _c , м ³ /кмоль	Ацентрический фактор ω
Метан CH ₄	16.043	4.604	190.6	0,0993	0.0115
Этан C ₂ H ₆	30.070	4.880	305.4	0,1479	0.0908
Пропан C ₃ H ₈	44.094	4.249	369.8	0,2029	0.1454
Изобутан i-C ₄ H ₁₀	58.124	3.648	408.2	0,2627	0.1756
Нормальный бутан n-C ₄ H ₁₀	58.124	3.797	425.2	0,2547	0,1928
Изопентан i-C ₅ H ₁₂	72.151	3.381	460.4	0,3058	0.2273
Нормальный пентан n-C ₅ H ₁₂	72,151	3,369	469.7	0,3040	0,2510
Нормальный гексан n-C ₆ H ₁₄	86.178	3.012	507.4	0,3701	0.2957
Нормальный гептан n-C ₇ H ₁₆	100.205	2.736	540.3	0,4322	0.3506
Азот N ₂	28.02	3.399	126.2	0,0852	0.0450
Диоксид углерода CO ₂	44.01	7.382	304.2	0,0940	0.2310
Сероводород H ₂ S	34.08	9.005	373.6	0,0976	0.1000

$$\omega = -1 - \log_{10} \left(\frac{P^{sat}}{P_c} \right)_{T=0.7T_c}$$

Газпром нефть | 85

Оценка базовых параметров

Из глубинной пробы пластовой нефти $V_{\text{о пл}} = 60$ мл получено при стандартной сепарации:

$$V_{\text{o}} = 50 \text{ мл} ; V_g = 8.55 * 10^{-3} \text{ м}^3 ; m_{\text{o}} = 0.042 \text{ кг}$$

Компонентный состав выделившегося газа (% мол.):

$$\text{CO}_2 - 0.65 ; \text{N}_2 - 0.17 ; \text{CH}_4 - 91.7 ; \text{C}_2\text{H}_6 - 6.18 ; \text{C}_3\text{H}_8 - 1.3 .$$

Какие базовые параметры можно определить? Рассчитать их значение.

Решение

1. Определяем газосодержание при давлении насыщения

$$R_{sb} = V_g/V_o = 8.55 \cdot 10^{-3} / 50 \cdot 10^{-6} = 171 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

2. Определяем объемный коэффициент

$$B_o = V_{o\text{ пл}} / V_o = 60/50 = 1,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

3. Определяем молекулярный вес газа

$$M_g = 0.0065 \cdot 44.01 + 0.0017 \cdot 28.02 + 0.917 \cdot 16.04 + 0.0618 \cdot 30.07 + 0.013 \cdot 44.09 = 17.474$$

3. Определяем относительную плотность газа

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{\text{возд}}} = \frac{M_g}{28.96} = 17.474/28.96 = 0.603$$

4. Определяем относительную плотность нефти

$$\gamma_o = m_o / V_o / \rho_w = 0.042 / (50 \cdot 10^{-6}) / 1000 = 0.84$$

Газпром нефть | 87

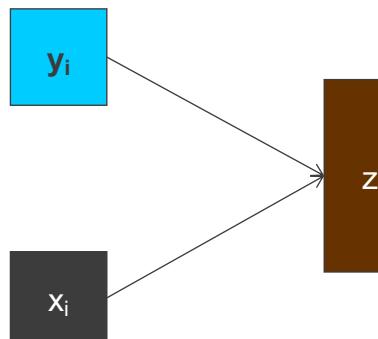
Упражнение 5

Газпром нефть | **88**

Упражнение 6

Газпром нефть | **89**

Определение состава пластовой нефти



$$Z_i = \frac{n_i^g + n_i^o}{n^g + n^o}$$

$$Z_i = \frac{y_i R_{sb} + x_i (24040 \gamma_o / M_{STO})}{R_{sb} + (24040 \gamma_o / M_{STO})}$$

R_{sb} – газосодержание, м³/ м³

γ_o – относительная плотность нефти (по воде)

M_{STO} – молекулярная масса дегазированной нефти

y_i – компонентный состав растворенного газа, % мол.

x_i – компонентный состав дегазированной нефти, % мол.

Z_i – компонентный состав пластовой нефти, % мол.

Газпром нефть | 90

Восстановление состава пластовой нефти (проба из сепаратора)

Покажем, как можно по данным, полученным в тестовом сепараторе при стандартных условиях ($T=20$ С, $P=0.1013$ МПа), получить мольный состав пластовой нефти:

Из суточного замера в тестовом сепараторе получили 74 м3 нефти и $16,2 \cdot 10^3$ м3 газа при стандартных условиях, относительную плотность дегазированной нефти $\gamma_0=0,817$, а также составы (мол. доли) жидкой и газовой фаз

компонент	газ	жидкость
C1	0,968	0,02
C2	0,01	0,006
C3	0,011	0,011
C4	0,006	0,021
C5	0,003	0,026
C6	0,002	0,038
C7+	0	0,877

$$M_{C7+} = 200$$

$$\gamma_{C7+} = 0,827$$

Решение

Газовый фактор по результатам замеров равен:

$$\Gamma\Phi \left(\text{м}^3 / \text{м} \right) = \frac{V_{gs}}{V_{os} \cdot \gamma_o} = \frac{16,2 \times 10^3}{74 \times 0,817} = 268 \text{ м}^3 / \text{м}$$

Решение

компоненты	мольная доля, x_i	M_i	$x_i M_i$	Состав пластовой нефти (мол. доли) $z_i = \frac{y_i \Gamma \Phi + x_i (24040 / M_o)}{\Gamma \Phi + (24040 / M_o)}$
C1	0.02	16.04	0,3208	0.65581
C2	0.006	30.07	0,1804	0.008681
C3	0.011	44.09	0,485	0.011
C4	0.022	58.12	1,2786	0.010945
C5	0.026	72.15	1,876	0.010582
C6	0.038	86.17	3,2745	0.013868
C7+	0.877	200	175	0,289113

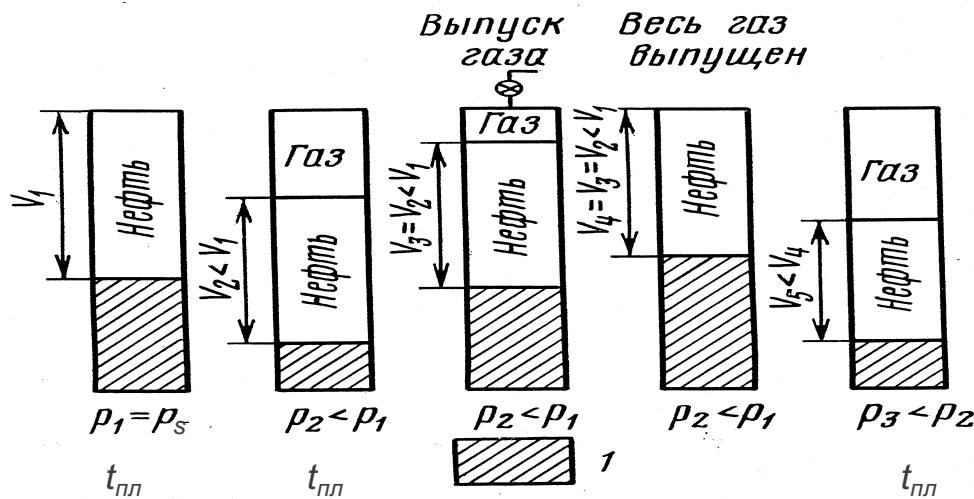
$$M_o = \sum_{i=1}^N x_i M_i = 182.4$$

Прим.: $\Gamma \Phi$ – начальный газовый фактор, м³/т

Упражнение 7

Газпром нефть | **94**

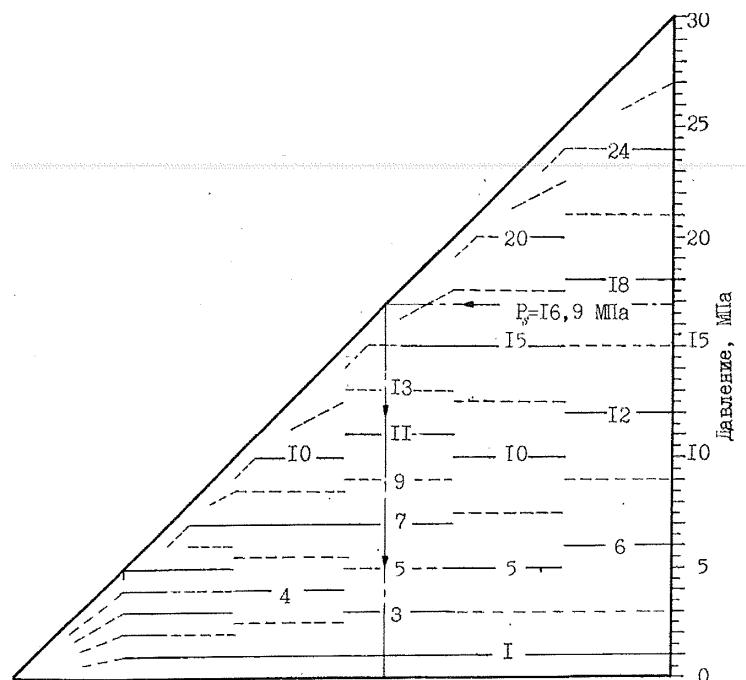
Дифференциальное разгазирование пластовой нефти при пластовой температуре



Схематическое представление экспериментальных исследований дифференциального разгазирования пробы пластовой нефти; 1 - рабочая жидкость

- * 8-10 ступеней снижения давления при пластовой температуре
- * При атмосферном давлении температура снижается от пластовой до стандартной (20 °C).
- * Оставшаяся нефть называется *разгазированной*

График определения ступеней давления при дифференциальном разгазировании



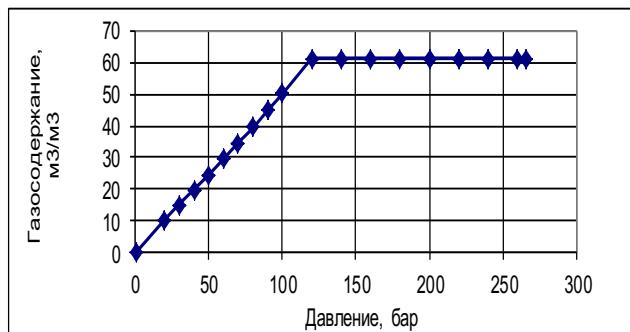
Газпром нефть | 96

Пример выдачи результатов при дифференциальном разгазировании пластовой нефти

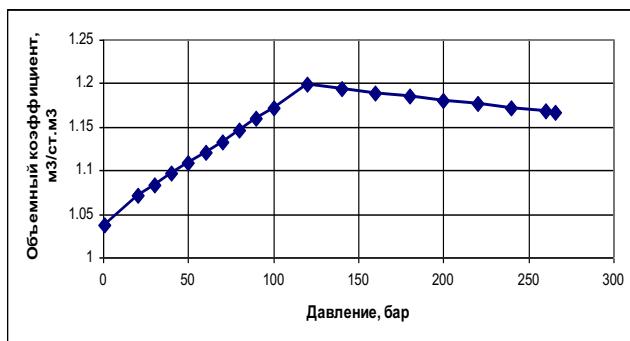
$$B_{od}^{(p)} = \frac{V_{or}^{(p)}}{V_{osc}}; \quad R_{sd}^{(p)} = \frac{V_g^{(p)}}{V_{osc}}; \quad B_g^{(p)} = \frac{V_{gr}^{(p)}}{V_{gsc}}$$

Давление Бар	B _{od} м ³ /ст.м ³	R _{sd} ст.м ³ /ст.м ³	B _g м ³ /ст.м ³	Плотность нефти т/м ³	Z фактор газа
213.7	1.596	184.8		0.685	
213.1	1.594	184.3	4.88E-03	0.685	0.843
206.0	1.577	177.6	5.03E-03	0.689	0.841
180.0	1.519	154.5	5.71E-03	0.701	0.836
148.1	1.454	128.3	6.95E-03	0.717	0.839
118.7	1.397	105.8	8.78E-03	0.732	0.851
89.3	1.343	84.6	1.19E-02	0.748	0.869
59.9	1.290	64.1	1.83E-02	0.764	0.895
30.4	1.233	43.4	3.74E-02	0.782	0.926
1.0	1.033	0.0	1.41E-01	0.833	0.988
1.0 (20°C)	1.000			0.860	

Пример графической интерпретации результатов исследования пластовой нефти



Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления



Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления при пластовой температуре

Вязкость

Вязкость – физическое свойство жидкостей и газов сопротивляться сдвигающим усилиям. Проявляется при движении флюида как внутреннее трение или сопротивление скольжения слоев друг относительно друга под действием внешних сил.

Закон Ньютона: $p = -\mu F d\omega / dz$

μ - динамическая вязкость. Характеризует силу, необходимую для перемещения двух слоев флюида с поверхностью F , находящихся на расстоянии dz друг от друга и движущихся относительно друг друга со скоростью $d\omega$



Зависимость динамической вязкости пластовой нефти от давления при пластовой температуре

Газпром нефть | 99

Классификация пластовой нефти по вязкости при начальных термобарических условиях

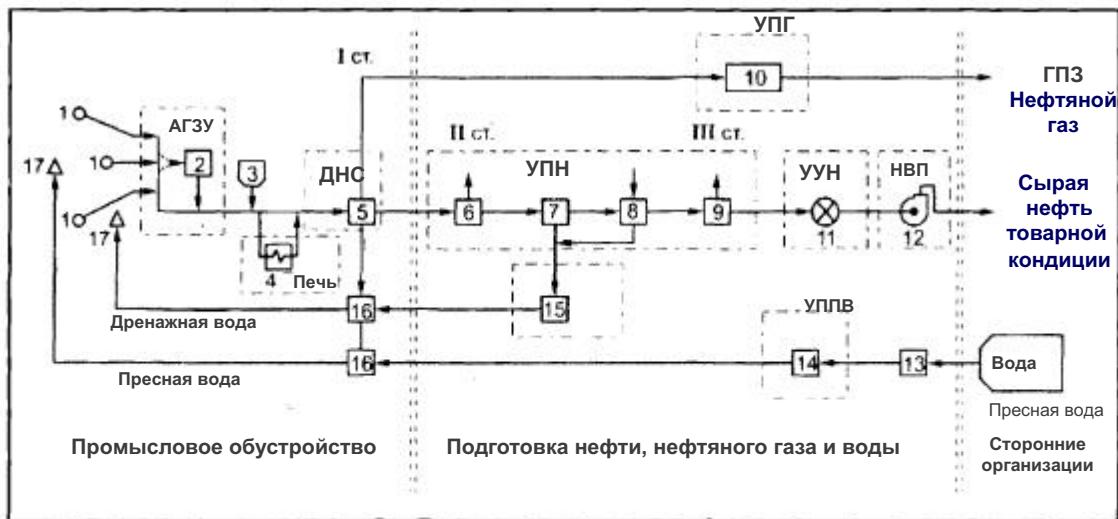
Вязкость нефти, мПа·с	Тип нефти
$\mu \leq 5$	Незначительной вязкости
$5 < \mu \leq 10$	Маловязкая
$10 < \mu \leq 30$	Повышенной вязкости или просто вязкая
$30 < \mu \leq 200$	Высоковязкая
Более 200	Сверхвязкая

Газпром нефть | 100

Ступенчатая сепарация пластовой нефти

Газпром нефть | **101**

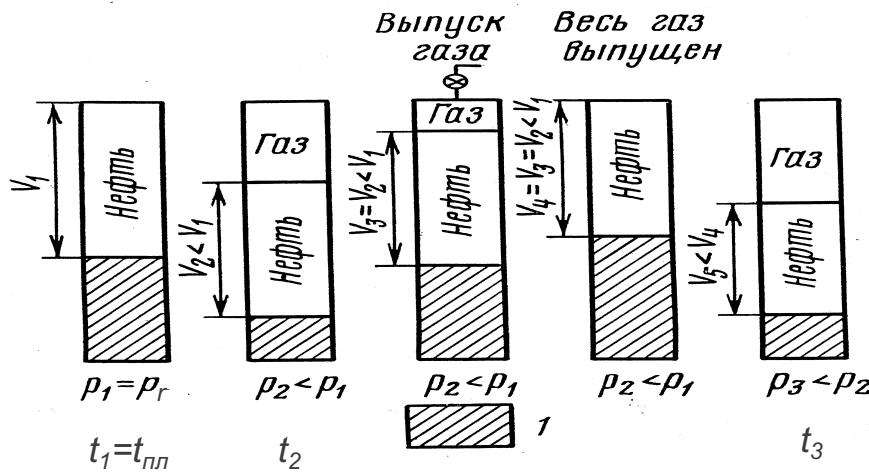
Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки нефти и нефтяного газа



I ст, II ст, III ст – первая, вторая и третья ступени разгазирования нефти; АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; ДНС – дожимная насосная станция; УПН – установка подготовки нефти; УПГ – установка подготовки нефтяного газа; УУН – узел учета нефти; НВП – насосы внешней перекачки; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; НПЗ – нефтеперерабатывающий завод; УППВ – установка подготовки пресной воды; 1- добывающие скважины; 2 – замерная установка; 3 – блок подачи реагента; 4 – подогрев продукции; 5 – трехфазный делитель (ДНС с предварительным сбросом воды); 6 – вторая ступень разгазирования нефти; 7 – ступень глубокого обезвоживания нефти; 8 – ступень обессоливания; 9 – стабилизация нефти; 10 – УПГ; 11 – УУН; 12 – НВП; 13 – водозабор; 14 – УППВ; 15 – очистные сооружения; 16 – кустовая насосная станция (КНС); 17 – нагнетательные скважины.

Газпром нефть | 102

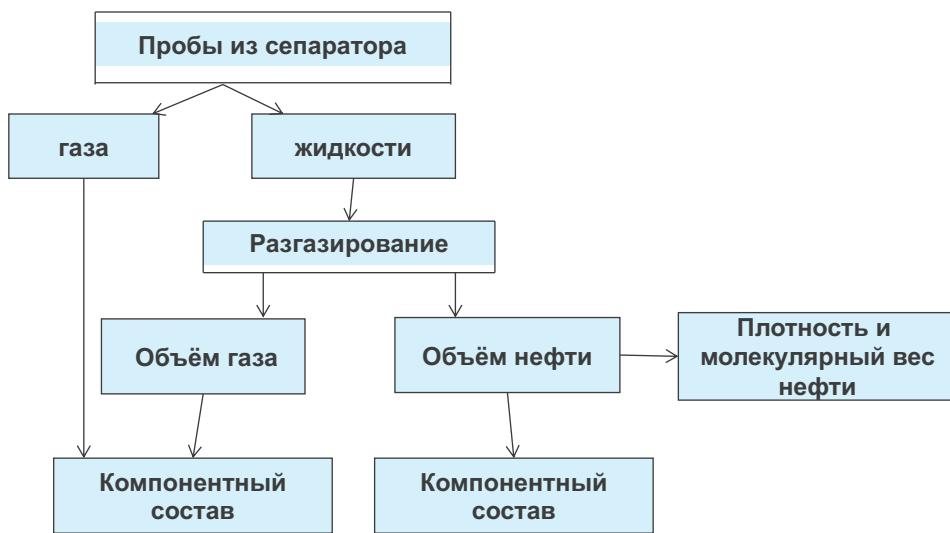
Ступенчатая сепарация пластовой нефти



Схематическое представление экспериментальных исследований дифференциального разгазирования пробы пластовой нефти при термобарических условиях промысловой сепарации;

- 1) рабочая жидкость

Схема исследования проб промысловой сепарации



Газпром нефть | 104

Определение состава пластовой нефти по результатам двухступенчатой сепарации

$$z_i = \frac{y_i^{(1)} R_1 \frac{T_{sc}}{T_s} + y_i^{(2)} R_2 \frac{T_{sc}}{T_{STO}} + x_i 24040 \gamma_o / M_{STO}}{R_1 \frac{T_{sc}}{T_s} + R_2 \frac{T_{sc}}{T_{STO}} + 24040 \gamma_o / M_{STO}}$$

Газпром нефть | 105

Пример расчёта состава пластовой нефти по данным двухступенчатой сепарации

В процессе 2-х ступенчатой сепарации (1-я ступень- $P_{s1} = 8$ бар, $T_{s1} = 293$ К; 2-я ступень- $P_{s2} = 1,01$ бар, $T_{s2} = 293$ К) в результате тестового замера получены $Q_g s1 = 3444,18 \text{ м}^3 / \text{сут}$; $Q_g s2 = 314,34 \text{ м}^3 / \text{сут}$; $Q_o s2 = 30 \text{ м}^3 / \text{сут}$; и компонентный состав газа и сепарированной нефти с относительной плотностью $\gamma_0 = 0,814$ и $M_{sto} = 170$

Компон.	газ Y_i	газ Y_i	сепар. Нефть (sto) X_i
	1-я ступ	2-я ступ (STOCK TANK)	2-я ступ (STOCK TANK)
	8бар 293К	1,01бар 293К	1,016 293К
N2	0,1261	0,0173	0,0001
CO2	0,1243	0,1498	0,0023
C1	77,7895	34,2864	0,1715
C2	14,9970	32,1260	1,0533
C3	5,6704	25,2782	3,0643
i-C4	0,5122	3,0561	1,0383
n-C4	0,5252	3,3343	1,6556
i-C5	0,0930	0,6341	0,8163
n-C5	0,0817	0,5629	0,9802
C6	0,0801	0,5522	3,2588
C7+	0,0005	0,0027	87,9593
	100,0000	100,0000	100,0000

Найти плотность газа сепарации 1-й и 2-й ступени сепарации и состав пластовой нефти

Газпром нефть | 106

Решение

$$R_1 = \frac{Q_{gs1}}{Q_{os2}} = \frac{3444.18}{30} = 114.806 \text{ м}^3 / \text{м}^3; R_2 = \frac{Q_{gs2}}{Q_{os2}} = \frac{314.34}{30} = 10.478 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

	газ Yi	газ Yi	сепар. Нефть (sto) Xi	Мол. Масса	Mi	Mi*Xi	Mg 1 ст	Mg 2 ст	Числитель в формуле состава пластовой нефти	Знаменатель в формуле состава пластовой нефти	Состав пластовой нефти, % мол.
Компон.	1-я ступ	2-я ступ (STOCK TANK)	2-я ступ (STOCK TANK)								
	86ар 293К	1,016 293К	1,016 293К								
N2	0,1261	0,0173	0,0001	28,013		0,002801	3,532439	0,484625	14,66981229		0,0610
CO2	0,1243	0,1498	0,0023	44,01		0,101223	5,470443	6,592698	16,10463483		0,0670
C1	77,7895	34,2864	0,1715	16,043		2,751375	1247,977	550,0567	9309,68752		38,7344
C2	14,9970	32,1260	1,0533	30,07		31,67273	450,9598	966,0288	2179,557543		9,0684
C3	5,6704	25,2782	3,0643	44,097		135,1264	250,0476	1114,693	1268,448109		5,2776
i-C4	0,5122	3,0561	1,0383	58,124		60,35015	29,77111	177,6328	210,2952386		0,8750
n-C4	0,5252	3,3343	1,6556	58,124		96,23009	30,52672	193,8029	285,7310128		1,1888
i-C5	0,0930	0,6341	0,8163	72,151		58,89686	6,710043	45,75095	111,2468877		0,4629
n-C5	0,0817	0,5629	0,9802	72,151		70,72241	5,894737	40,6138	128,0623526		0,5328
C6	0,0801	0,5522	3,2588	84		273,7392	6,7284	46,3848	389,9488295		1,6224
C7+	0,0005	0,0027	87,9593	185		16272,47	0,0925	0,4995	10120,93618		42,1097
	100,0000	100,0000	100,0000		Msto=	170,02	20,38	31,43		240,3468812	100

$$\rho_{g1} = \frac{M_{g1}}{M_{air}} \cdot \rho_{air} = \frac{20.38}{28.97} \cdot 1.205 = 0.848 \text{ кг/м}^3; \quad \rho_{g2} = \frac{M_{g2}}{M_{air}} \cdot \rho_{air} = \frac{31.43}{28.97} \cdot 1.205 = 1.307 \text{ кг/м}^3;$$

Газпром нефть | 107

Определение газосодержания

$$R_{sb} = R_1 + R_2$$

R_1 - из прямых замеров
 R_2 - по корреляциям

По корреляции Standing -Katz

$$R_2 = \frac{0.178 A_1 A_2}{1 - A_1 A_3}$$

$$A_1 = \left[(8.088 P_s + 1.4) \cdot 10^{\frac{1.769}{\gamma_o} - 1.2308 - 0.00162 T_s} \right]^{1.205}$$

$$A_2 = \frac{2.83}{\gamma_o} - 2.38$$

$$A_3 = 0.00047 - \frac{0.000505}{\gamma_o}$$

Газпром нефть | 108

Определение относительной плотности газа

$$\gamma_g = \frac{\gamma_{g1}R_1 + \gamma_{gST}R_2}{R_1 + R_2}$$

зде

$$\gamma_{gST} = A_2 + A_3R_2$$

Пример

Из суточного теста получено $V_{STO}=58.83 \text{ м}^3$ и $V_{gs}=12 * 10^3 \text{ м}^3$;
Относительная плотность нефти 0.8017, молекулярная масса
дегазированной нефти $M_o=170$

Компонентный состав газа первой ступени сепарации (%): $\text{CO}_2=0$;
 $\text{N}_2=0$; $\text{CH}_4=96.8$; $\text{C}_2\text{H}_6=1$; $\text{C}_3\text{H}_8=1.1$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0.6$; $\text{C}_5\text{H}_{12}=0.3$; $\text{C}_6\text{H}_{14}=0.2$.

Пластовая температура и давление - 394 К, 35.4 МПа, соответственно

Температура и давление в сепараторе - 344 К, 6.5 МПа,
соответственно

**Какие базовые параметры можно определить?
Рассчитайте их значение.**

Решение

1. Определяем газосодержание по тестовым значениям сепаратора

$$R_1 = V_{gs}/V_{STO} = 12 * 10^3 / 58,83 = 204 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

2. Определяем молекулярную массу газа

$$M_{g1} = 0.968 * 16.04 + 0.01 * 30.07 + 0.011 * 44.09 + 0.006 * 58,12 + 0.003 * 72,15 + 0.002 * 86,17 = 17.05$$

3. Определяем относительную плотность газа

$$\gamma_{g1} = \frac{M_{g1}}{M_{\text{возд}}} = \frac{M_{g1}}{28.97} = 17.05/28.97 = 0.59$$

4. Определяем параметры

$$A_1 = [(8,088 \cdot P_s + 1,4) \cdot 10^{(1,769/\gamma_o - 1,2308 - 0,00162 \cdot T_s)}]^{1,205} = 390,42$$

Решение

$$A_2 = \frac{2.83}{\gamma_o} - 2.38 = 1,15$$

$$A_3 = 0.00047 - \frac{0.000505}{\gamma_o} = -0,00016$$

5. Определяем параметр R_2

$$R_2 = \frac{0.178 \cdot A_1 \cdot A_2}{1 - A_1 \cdot A_3} = \frac{0,178 \cdot 390,42 \cdot 1,15}{1 - 390,42 \cdot (-0,00016)} = 75,22$$

6. Определяем газосодержание R_{sb}

$$R_{sb} = R_1 + R_2 = 279 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Решение

$$\gamma_g = \frac{\gamma_{g1}R_1 + \gamma_{gST}R_2}{R_1 + R_2} = 0.61$$

зде

$$\gamma_{gST} = A_2 + A_3R_2 = 1.138$$

Упражнение 8

Газпром нефть | **11**
▲

4 Лекция 26.10.2022 (Брусиловский А.И.)

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

ГКХ изучается с целью:

Подсчета запасов газа и конденсата

Составления проекта обустройства промысла

Составления проекта разработки месторождения

Определения направлений использования конденсата

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

Для подсчета запасов газа и конденсата необходимо:

При исследовании скважины замерить дебиты газа и конденсата и отобрать их пробы

Определить компонентный состав проб сырого конденсата и отсепарированного газа

Определить потенциальное содержание конденсата, этана, пропана, бутанов в пластовом газе

Рассчитать компонентный состав пластового газа

Определить коэффициент извлечения конденсата (КИК) при разработке залежи без поддержания давления до остаточного давления = 1 атм.

Газпром нефть | 116

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

**Для составления проекта
разработки месторождения
требуется определить:**

**Балансовые запасы газа
и конденсата**

**Начальное потенциальное
содержание конденсата в
пластовом газе**

**Изменение потенциального содержания
конденсата в пластовом газе по мере
падения давления в залежи**

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

**Для использования
конденсата необходимо знать:**

Объемы добываемого конденсата

Фракционный состав стабильного конденсата

Групповой УВ состав конденсата

Товарную характеристику целевых фракций конденсата

Газпром нефть | 118

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

ГКИ проводятся в два этапа:

Первый этап – промысловый

Первичные промысловые исследования скважин, вышедших из бурения

Второй этап – лабораторный

Текущие промысловые исследования скважин, находящихся в эксплуатации

Физико-химические исследования проб газа и конденсата

Термодинамические исследования проб газа и конденсата

Расчет состава пластового газа, Потенциала C5+ и КИК

Математическое моделирование фазового поведения УВ системы

Газпром нефть | 119

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

Методы проведения первичных промысловых исследований скважин

Метод промышленных отборов

При одноступенчатой сепарации

При двухступенчатой сепарации

Метод малых отборов (части потока)

*Отбор глубинных проб с применением
пластоиспытателей (MDT и т.п.)
для низкопроницаемых пластов*

Газпром нефть | 120

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

Основные факторы, влияющие на достоверность параметров газоконденсатных характеристик пластовых смесей при промысловых исследованиях:

- время работы скважины на режиме
- депрессия на пласт
- пропускная способность сепаратора
- скорость восходящего потока газоконденсатной смеси в насосно-компрессорных трубах
- условия сепарации

Депрессия на пласт

- Насыщенные залежи углеводородов (давление равно давлению начала конденсации) необходимо исследовать с депрессией до 10% от пластового давления.
- Скважины, вскрывшие залежи с легким конденсатом, могут исследоваться с депрессией до 15%.
- Недонасыщенные залежи можно исследовать с депрессией до 20% и больше.

Минимальный необходимый дебит (МНД)

Для различных газоконденсатных залежей МНД может быть различным, в то время как скорости газа у башмака НКТ, необходимая для выноса капельной жидкости, мало отличается друг от друга.

$$W = 0,52 \cdot \frac{QTZ}{Pd^2} \quad \rightarrow \quad Q = 1,93 \cdot W \frac{Pd^2}{TZ}$$

W – скорость течения, м/с; Q – расход, тыс. м³/сутки;
T – температура, К; P – давление, ат (кгс/см²);
d- диаметр НКТ, см; Z – коэффициент сжимаемости
(z-фактор)

Минимальный необходимый дебит (МНД)

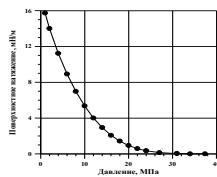
При скоростях 2,4-2,6 м/с, конденсат начинает выноситься непрерывно сразу после пуска скважины

$$Q_{MND} = 4,82 \cdot \frac{P_3 d^2}{T_3 Z_3},$$

Для насыщенных углеводородных систем расчет МНД производится у башмака НКТ. Для недонасыщенных углеводородных систем расчет МНД производится в сечении НКТ, где давление равно давлению начала конденсации.

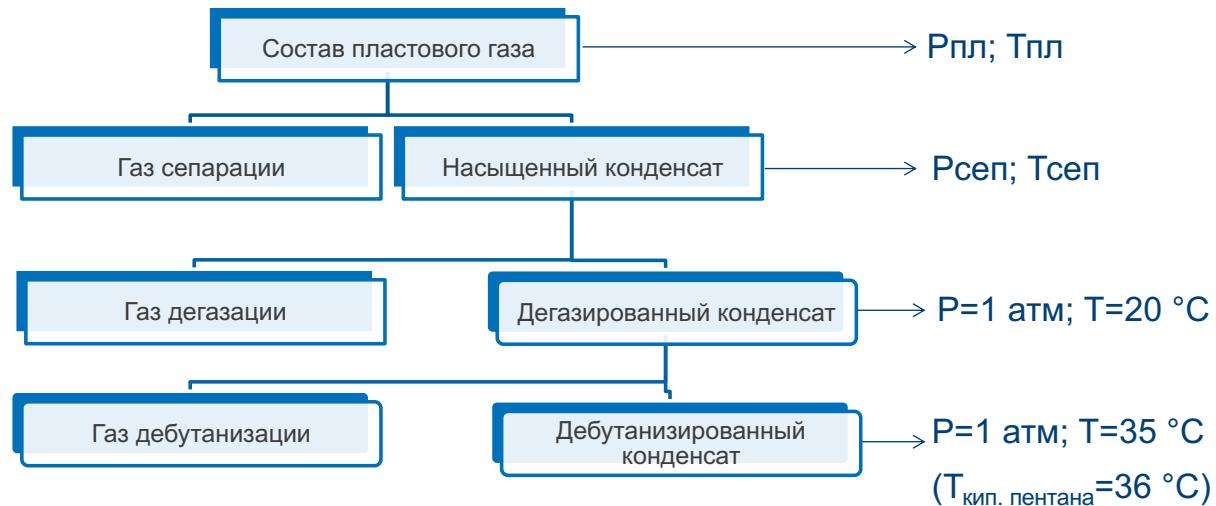
Минимальная скорость газа, необходимая для установившегося выноса конденсата при газоконденсатных исследованиях скважин

Скорость, м/с	Источник данных
4 у башмака фонтанных труб	Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – С.216. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – С.375
2,5 у башмака фонтанных труб	Исследование природных газоконденсатных систем. - Ухта: СеверНИПИгаз, 1997. – С.37
2,5 у башмака лифтовых труб	Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть I. Р Газпром 086-2010. – М.: ОАО «Газпром», 2011. – С.116
$2,67 \cdot \frac{\sigma_{LG}^{0,25} (\rho_1 - \rho_2)^{0,25}}{\rho_2^{0,35}}$, где σ – НН/М; ρ – кг/м ³	Turner R.G. et al. Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells // JPT, November 1969, p.1475-1482.
$3,3 \cdot \sigma_{LG}^{0,25} \cdot \left[\frac{\beta \rho_1^2}{(\rho_1 - \rho_2) \rho_2^2} \right]^{0,25}$, где σ – НН/М; ρ – кг/м ³	Движение газожидкостных смесей в трубах / Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Клагчук О.В., Точигин А.А., Семёнов Н.И. – М.: Недра, 1978. – 270 с. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. Том I. - С.162. – М.: Недра, 1984.



Зависимость поверхностного натяжения между жидкой и газовой УВ фазами от давления

Определение компонентного состава пластового газа



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016 г. | 126

Принцип расчета компонентного состава пластового газа

$$Z_i = \frac{n_i^{(gc)} + n_i^{(дег)} + n_i^{(деб)} + n_i^{(ДБК)}}{n^{(gc)} + n^{(дег)} + n^{(деб)} + n^{(ДБК)}}$$

Z_i – мольная доля i -го компонента смеси

n - число молей всех компонентов смеси

i – индекс компонента смеси

gc – газ сепарации

$дег$ – газ дегазации

$деб$ – газ дебутанизации

$дбк$ – дебутанизированный конденсат

Расчет состава пластового газа газоконденсатной залежи

Исходные данные:	Обозначение	Величина
Удельное количество выделяющегося сырого конденсата (выход сырого конденсата, определяется на промысле), см ³ /м ³ отсепарированного газа	q	146
Объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см ³	V	70
Количество газа, выделяемого из сырого конденсата в объеме контейнера:		
при дегазации, л	a	8,6
при дебутанизации, л	b	1,6
Объём дебутанизированного конденсата (C5+) в объеме контейнера, см ³	v	45
Плотность C5+ при стандартных условиях, г/см ³	ρ дбк (C5+)	0,7
Молекулярная масса C5+ (ДБК)	M	98
Содержание в дебутанизированном конденсате:		
i-пентана, % мол.	c	11,4
n-пентана, % мол.	d	15,2

Последовательность расчета состава пластового газа

При расчете состава пластового газа исходят из 1000 г-мoleй отсепарированного газа		
Кол-во газа (А), выделяющегося при дегазации сырого конденсата, (л/м3 газа сепар)=(кол-во г-мoleй газа дегаз/1000 г-мoleй отсепарированного газа)	A=(a/V)*q	17,94
Кол-во газа (Б), выделяющегося при дебутанизации дегазированного конденсата, (л/м3 газа сепар)=(кол-во г-мoleй газа дебут/1000 г-мoleй отсепарированного газа)	B=(b/V)*q	3,34
Содержание в сыром конденсате ДБК (УВ С5+) (В), г-моль/1000 г-мoleй отсепарированного газа	B=(b/V)*q*(ρдбк/Мдбк)*24.04	16,12
Прим.: в/V = объемный коэффициент усадки конденсата		
В дебутанизированном конденсате содержится, г-моль:		
изопентана (i-C5H12)	D=B*c/100	1,84
n-пентана (n-C5H12)	E=B*d/100	2,45
Компонентов группы С6+	F=B-(D+E)	11,83

Последовательность расчета состава пластового газа

Компонент	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		Дебутанизированный конденсат (ДБК)		Суммарное количество компонента в сырье (нестабильном) конденсате (суммарное содержание компонента в газах дегазации, дебутанизации, дебутанизированном конденсате)	Состав сырого конденсата	Суммарное количество г-моляр компонентов в пластовом газе, Нпл.г	Состав пластового газа	
	% мол	г-моль	% мол	г-моль	% мол	г-моль	% мол	г-моль					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
CH4	86,20	862,00	63,70	11,43	0,00	0,00	0,00	0,00	11,43	30,56	873,43	84,19	
C2H6	4,60	46,00	17,20	3,09	0,87	0,03	0,00	0,00	3,11	8,33	49,11	4,73	
C3H8	1,70	17,00	10,80	1,94	31,10	1,04	0,00	0,00	2,98	7,96	19,98	1,93	
I-C4H10	0,30	3,00	2,10	0,38	18,20	0,61	0,00	0,00	0,98	2,63	3,98	0,38	
n-C4H10	0,35	3,50	3,60	0,65	40,60	1,35	0,00	0,00	2,00	5,35	5,50	0,53	
I-C5H12	0,12	1,20	0,90	0,16	6,40	0,21	11,40	1,84	2,21	5,92	3,41	0,33	
n-C5H12	0,10	1,00	0,60	0,11	2,41	0,08	15,20	2,45	2,64	7,05	3,64	0,35	
C6+	0,20	2,00	0,70	0,13	0,42	0,01	73,40	11,83	11,97	32,01	13,97	1,35	
N2	5,10	51,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	51,00	4,92	
CO2	1,33	13,30	0,40	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,19	13,37	1,29	
Всего	100,0	1000,0	0	100,00	17,94	100,00	3,34	100,00	16,12	37,39	100,00	1037,39	100,00

Газпром нефть | 130

Определение потенциального содержания конденсата (C5+) в пластовом газе ПС5+, г/м3

Исходные данные:	Обозначение	Величина
Содержание C5+ (% мол.) в газе дегазации	L1	2,20
Содержание C5+ (% мол.) в газе дебутанизации	L2	9,23
Содержание C5+ (% мол.) в отсепарированном газе	L3	0,42
Молярная масса C5+ в отсепарированном газе (по составу или по графику M(tsep) на рис.30)	M3	75
Формулы для расчета потенциального содержания конденсата в пластовом газе:		
1. $\Pi^{(1)}_{C5+} = (q/V) * ((0.033*a*L1) + (0.033*b*L2) + (b*\rho)) + (10*L3*M3/24.04)$ г/м3 отсепарированного газа		81,1
2. $\Pi^{(2)}_{C5+} = \Pi^{(1)}_{C5+} * 1000/N_{пл,г}$ г/м3 пластового газа		78,2
3. $\Pi^{(3)}_{C5+} = \Pi^{(2)}_{C5+} / (1 - y_{C5+}/100)$ г/м3 сухого газа		79,8

Газпром нефть | 131

Классификация газоконденсатных залежей по начальному содержанию конденсата (C5+)

- **Низкоконденсатные**

с содержанием конденсата менее 25 г/м³

- **Среднеконденсатные**

с содержанием конденсата от 25 г/м³ до 100 г/м³

- **Высококонденсатные**

с содержанием конденсата от 100 г/м³ до 500 г/м³

- **Уникальноконденсатные**

с содержанием конденсата более 500 г/м³

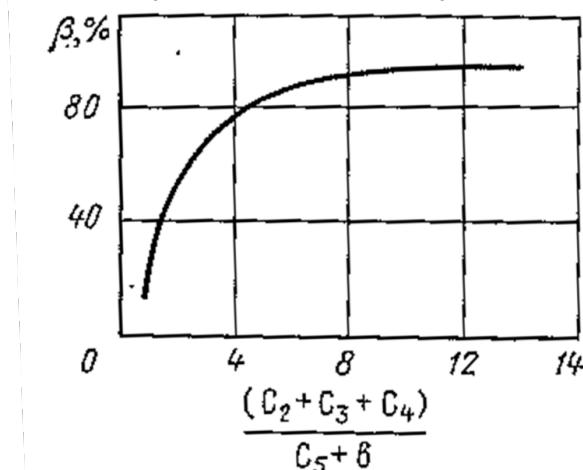
$$\Pi_{C5+} \left(\frac{\sigma}{m^3 c.z.} \right) = \frac{y_{C5+} (\%) \cdot M_{C5+}}{2.404 \cdot (100 - y_{C5+} (\%))} \cdot 100$$

$$\Pi_{C5+} \left(\frac{\sigma}{m^3 n.z.} \right) = \frac{y_{C5+} (\%) \cdot M_{C5+}}{2.404}$$

Газпром нефть | 132

Оценка коэффициента конденсатоотдачи

Зависимость коэффициента конденсатоотдачи
при начальном содержании C5+ < 25 г/м³



При содержании C5+ ≥ 25 г/м³ коэффициент конденсатоотдачи определяется экспериментально по результатам дифференциальной или контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

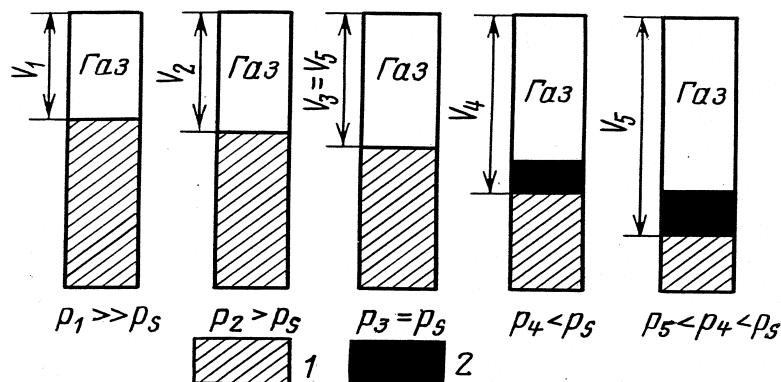
Важнейшие результаты лабораторных термодинамических исследований на установках РВТ

- давление начала конденсации при пластовой температуре
- Z- фактор (коэффициент сжимаемости) смеси при начальном пластовом давлении и при давлении начала конденсации
- показатели дифференциальной или контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

Газпром нефть | 134

Увеличение объема при постоянной массе (составе) смеси (constant composition expansion). Контактная конденсация

Контактная конденсация – форма выделения конденсата из природного газа, при которой суммарный компонентный состав и масса системы не изменяются. Выделившаяся жидккая фаза (конденсат) находится в равновесии с газовой фазой



Схематическое представление экспериментальных исследований контактной конденсации газоконденсатной системы.

1) рабочая жидкость (ртуть или жидкокометаллический сплав);

2) конденсат;

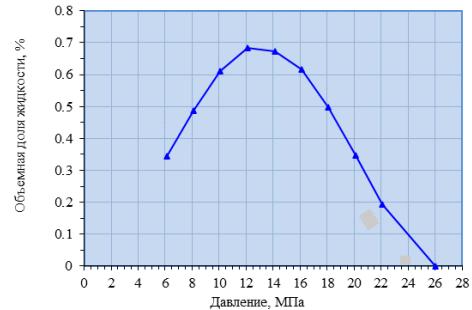
p_s - давление начала конденсации

Газпром нефть | 135

Увеличение объема при постоянной массе (составе) смеси (constant composition expansion). Контактная конденсация

Пример результатов лабораторных исследований

Давление абс.		Объем жидкости	Объем ячейки	Температура	Пластовые потери	
МПа	кгс/см ²				на пластовый газ	объемная доля жидкости
					см ³ /ст. м ³	%
26,00	265,1	0,00	226,15		0,0	0,000
22,10	225,4	0,48	248,23		9,2	0,193
20,10	204,9	0,94	270,90		18,0	0,347
18,10	184,6	1,49	299,54		28,5	0,497
16,10	164,2	2,08	337,13	71,0	39,7	0,617
14,10	143,8	2,61	387,23		49,9	0,674
12,10	123,4	3,12	456,54		59,6	0,683
10,10	103,0	3,40	556,63		65,0	0,611
8,10	82,6	3,46	708,44		66,1	0,488
6,10	62,2	3,30	957,98		63,0	0,344



© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016 г. | 136

Понятие z-фактора (коэффициента сжимаемости)

Уравнение состояния
идеального газа

$$pV=NRT$$

$$N=m/M$$

$$pv=RT$$

Уравнение состояния
реального газа

$$pV=zNRT$$

$$N=m/M$$

$$pv=zRT$$

Использование z-фактора позволяет учитывать
реальные свойства газа (газовой фазы)

$$z = V_{\text{реальный}} / V_{\text{идеальный}}$$

$$V_{\text{реальный}} = zNRT/p = zV_{\text{идеальный}}$$

Лабораторные исследования природных газов

Z - фактор (коэффициент сжимаемости)

$$z = pVT_0 / (p_0V_0T); \quad z = pV / (NRT),$$

где V – объем, занимаемый при давлении p и температуре T N молями смеси.
Число молей смеси можно вычислить двумя способами:

1. $N = m/M$, где m – масса смеси; M – молярная масса смеси, рассчитываемая по компонентному составу.

2. $N = (V_L\rho_L/M_L) + (V_G/24,04)$, где V_L, V_G – объемы соответственно жидкой фазы (конденсата) и газа при стандартных условиях, л; ρ_L, M_L – соответственно плотность (г/л) при стандартных условиях и молярная масса жидкой фазы. Здесь делается допущение, что один моль газа при стандартных условиях занимает 24,04 л.

Подсчет запасов свободного газа объемным методом (иллюстрация использования z-фактора пластового газа)

Объемный метод наиболее часто используется для подсчета запасов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ, а также в процессе опытной эксплуатации и разработки месторождений нефти и газа.

Сущность объемного метода подсчета запасов заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, залегающих в пустотном пространстве пород-коллекторов и приведенных к стандартным условиям.

Начальные геологические запасы свободного газа

$$Q_{\Gamma_0} = F \cdot h_{\text{эф,г}} \cdot K_p \cdot K_g \cdot \left[\frac{P_0 \cdot \alpha_0 - P_{ocm} \cdot \alpha_{ocm}}{P_{ct}} \right] \cdot \frac{T_{ct}}{T_{pl}}$$

$$\alpha = 1/z$$

$$P_{ocm} = P_y \exp(1205 \cdot 10^{-9} H \gamma_g)$$

Q_{Γ_0} – начальные геологические запасы свободного газа, тыс. м³;

F – площадь залежи, тыс.м²; $h_{\text{эф,г}}$ – эффективная газонасыщенная толщина, м;

K_p – открытая пористость, доли ед..; K_g – газонасыщенность, доли ед..

P_0 , P_{ct} , P_y , P_{pl} – давление начальное, остаточное, устьевое, стандартное, МПа;

T_{pl} , T_{ct} – температура пластовая, стандартная, К;

Z – коэффициент сжимаемости (z-фактор) при соответствующих давлении и температуре;

γ_g – относительная плотность газа по воздуху;

H – глубина скважины, см

Газпром нефть | 139

Расчет балансовых запасов конденсата газового стабильного (КГС), этана, пропана, бутанов и неуглеводородных компонентов

Запасы **конденсата** (в тыс. тонн):
$$Q_K = \Pi_{C5+} \cdot \frac{Q_G(\text{млн. м}^3) * 10^6}{10^9}$$

Запасы **компонентов** (в тыс.тонн)):
$$Q_i = \Pi_i \cdot \frac{Q_G(\text{млн. м}^3) * 10^6}{10^9}$$

Потенциальное содержание i -го компонента в газовой смеси, г/м³

$$\Pi_i = y_i(\%)M_i/2.404$$

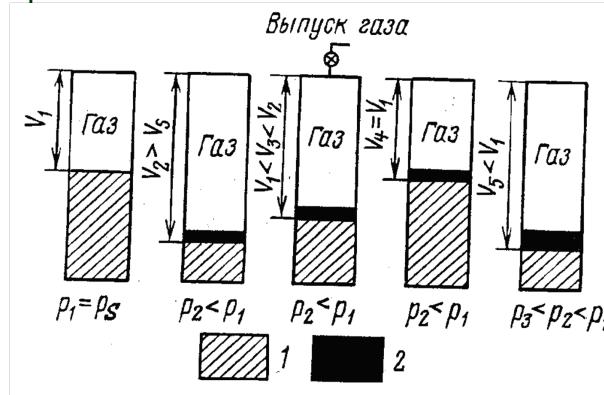
Поэтому в руководствах написано, что потенциальное содержание
этана, пропана, бутанов определяется умножением
молярного процентного содержания каждого из них в пластовом газе на
коэффициенты соответственно: 12.5 , 18.3 , 24.2

Примечание: коэффициент для i -го компонента равен $M_i / 2.404$

Дифференциальная и контактно-дифференциальная конденсация (CVD)

$$\frac{d}{dt} \left[\rho_V (1-s) y_i + \rho_L s x_i \right] = -Q(t) y_i \quad i = 1, \dots, N,$$

где ρ_V, ρ_L – мольные плотности соответственно газовой (паровой) и жидкой равновесных фаз; s – объемная насыщенность жидкой фазой; y_i, x_i – мольные доли i -го компонента, соответственно, в газовой и жидкой равновесных фазах; $Q(t)$ – отбор в молях газовой фазы из единицы объема смеси в единицу времени; N – число компонентов смеси; t – время



Схематическое представление ступенчатого уменьшения давления в рабочей камере pVT-установки при моделировании процесса контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

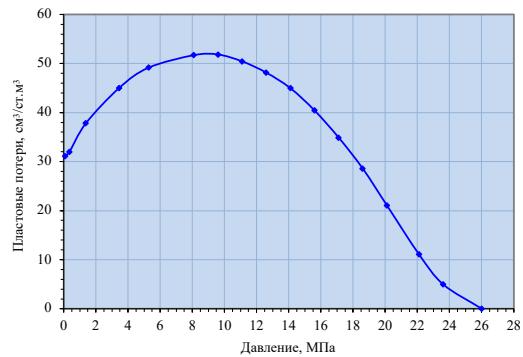
Газпром нефть | 141

Пример результатов лабораторных исследований контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

Контактно-дифференциальная конденсация (CVD)

Давление абс.	Объем жидкости	Объем ячейки	Температура	Пластовые потери	
				на пластовый газ	объемная доля жидкости
МПа	кГс/см ²	см ³	°С	см ³ /ст. м ³	%
26,00	265,1	0,00		0,0	0,000
23,61	240,7	0,78		5,0	0,120
22,10	225,4	1,74		11,1	0,268
20,10	205,0	3,31		21,1	0,510
18,60	189,7	4,49		28,6	0,692
17,10	174,4	5,48		34,9	0,844
15,60	159,1	6,35		40,4	0,979
14,10	143,8	7,06		45,0	1,088
12,60	128,5	7,56		48,1	1,165
11,10	113,2	7,92		50,4	1,220
9,60	97,9	8,14		51,8	1,254
8,10	82,6	8,12		51,7	1,251
5,28	53,9	7,72		49,2	1,190
3,45	35,2	7,07		45,0	1,090
1,38	14,1	5,94		37,8	0,915
0,35	3,6	5,02		32,0	0,774
0,10	1,0	4,89	648,92	20,0	31,1
			71,0		0,754

Плотность конденсата в бомбе при стандартных условиях, кг/м ³	795,4
Потенциал С5+ в пластовой системе, г/м ³	91,9
Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	0,73



$$КИК = \frac{\Pi_{C_5+} - Q \cdot \rho_{ek}}{\Pi_{C_5+}}, \text{ где}$$

Q – объем конденсата, оставшегося в ячейке;

ρ_{ek} – плотность конденсата, оставшегося в ячейке.

Цели исследований сухого и жирного газа

Свойства газа изучаются с целью:

Подсчета запасов газа

Составления проекта
обустройства промысла

Составления проекта
разработки месторождения

Определения направлений
использования газа

Основные параметры, определяемые при исследовании свойств сухого и жирного газов

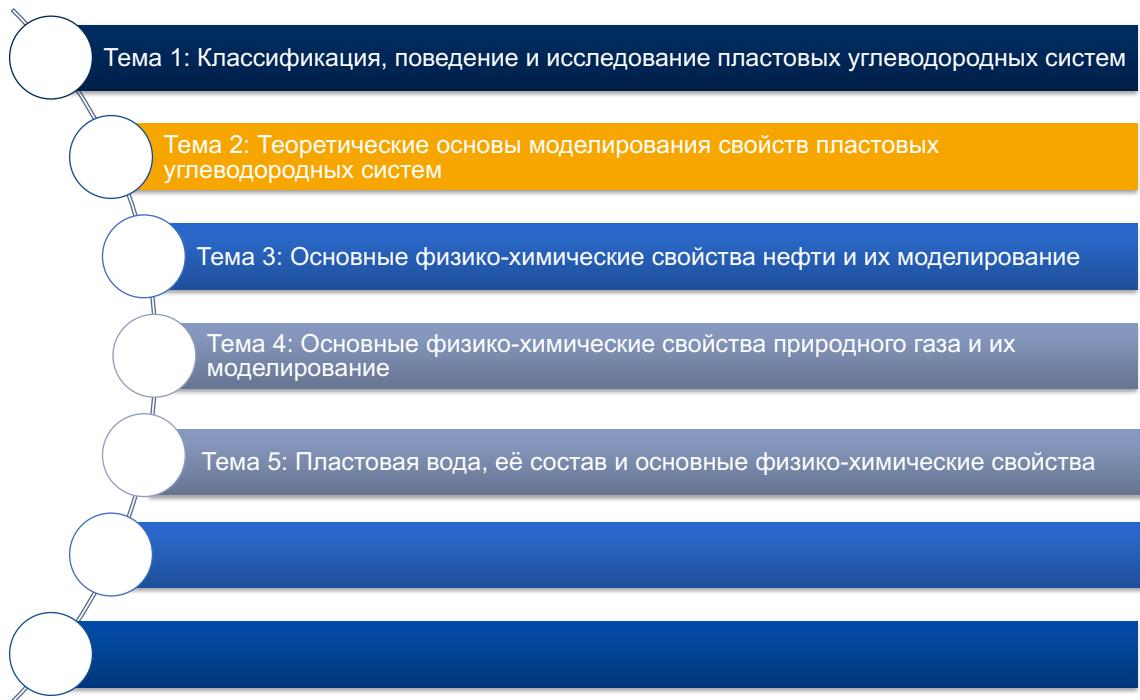
Сухой газ:

компонентный состав y_i , относительная плотность γ_g , Z – фактор, объемный коэффициент B_g , вязкость μ_g

Жирный газ:

вышеперечисленное для сухого газа плюс информация о термодинамических условиях выпадения конденсата, его количества и свойствах.

5 Лекция 27.10.2022 (Брусиловский А.И.)



Газпром нефть | 146

Тема 2: Теоретические основы моделирования свойств пластовых углеводородных систем

- Теоретические основы расчета фазовых равновесий углеводородных смесей
 - Уравнения состояния природных углеводородных систем
 - Постановка основных инженерных задач моделирования фазового состояния с применением уравнения состояния.
- Примеры моделирования.**

Необходимые условия фазового равновесия N-компонентной системы

$$\left. \begin{array}{l} T^{(1)} = \dots = T^{(m)} \\ p^{(1)} = \dots = p^{(m)} \\ f_1^{(1)} = \dots = f_1^{(m)} \\ \dots \dots \dots \\ f_N^{(1)} = \dots = f_N^{(m)} \end{array} \right\} \text{где } f_i - \text{летучесть } i\text{-го компонента смеси}$$

$$\ln f_i = \int_V^\infty \left[\frac{1}{RT} \left(\frac{\partial p}{\partial n_i} \right)_{T,V,n_j,j \neq i} - \frac{1}{V} \right] dV + \ln \frac{n_i RT}{V}$$

Газпром нефть | 148

Степени свободы термодинамической системы

Правило фаз Гиббса:

Если N -компонентная система находится в состоянии термодинамического равновесия под воздействием двух интенсивных параметров – давления и температуры, и число фаз равно m , то число независимых переменных, характеризующих эту систему,

$$F = N - m + 2$$

Переменными, характеризующими систему, являются мольные доли Компонентов в фазах, давление и температура.

Параметр F называется числом термодинамических степеней свободы.

Правило фаз дает ответ на 2 основных вопроса:

- 1) каково максимальное количество фаз в системе с числом компонентов N

Ответ: $N+2$ (при этом $F=0$)

- 2) какое число независимых переменных системы нужно задать для однозначного определения значений остальных переменных

Уравнение состояния Ван-дер-Ваальса (1873 г.)

$$\left(p + \frac{n^2 a}{V^2} \right) (V - nb) = nRT,$$

где p – давление; T – температура

V – объем, занимаемый n молями вещества

a, b – коэффициенты (постоянные Ван-дер-Ваальса)

R – универсальная газовая постоянная

Уравнение состояния Соаве-Редлиха-Квонга (SRK, 1972)

$$p = \frac{RT}{\nu - b} - \frac{a}{\nu(\nu + b)}, \quad \text{где } a, b \text{ – коэффициенты,}$$

причем "а" зависит от температуры и ω

$$a = a_c \cdot \alpha(T_r, \omega), \quad \alpha(T_r, \omega) = [1 + m \cdot (1 - T_r^{0,5})]^2;$$

$$b = 0,08664RT_c / p_c \quad m = 0,480 + 1,574 \cdot \omega - 0,176 \cdot \omega^2.$$

$$a_c = 0,42747 \cdot R^2 T_c^2 / P_c;$$

Коэффициенты для смесей

$$a_m = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (1 - c_{ij}) \cdot y_i y_j \cdot (a_i a_j)^{0,5}; \quad b_m = \sum_{i=1}^N y_i b_i,$$

Уравнение состояния Пэнга-Робинсона (PR EOS, 1976)

$$P = \frac{RT}{\nu - b} - \frac{a}{\nu(\nu + b) + b(\nu - b)},$$

где $a = a_c \cdot \alpha(T_r, \omega)$, $b = 0,077796 \cdot RT_C / p_C$

$$\alpha(T_r, \omega) = [1 + m \cdot (1 - T_r^{0,5})]^2; \quad a_c = 0,457235 \cdot R^2 T_C^2 / p_C$$

$$m = 0,37464 + 1,54226 \cdot \omega - 0,26992 \cdot \omega^2, \quad \omega \leq 0,49$$

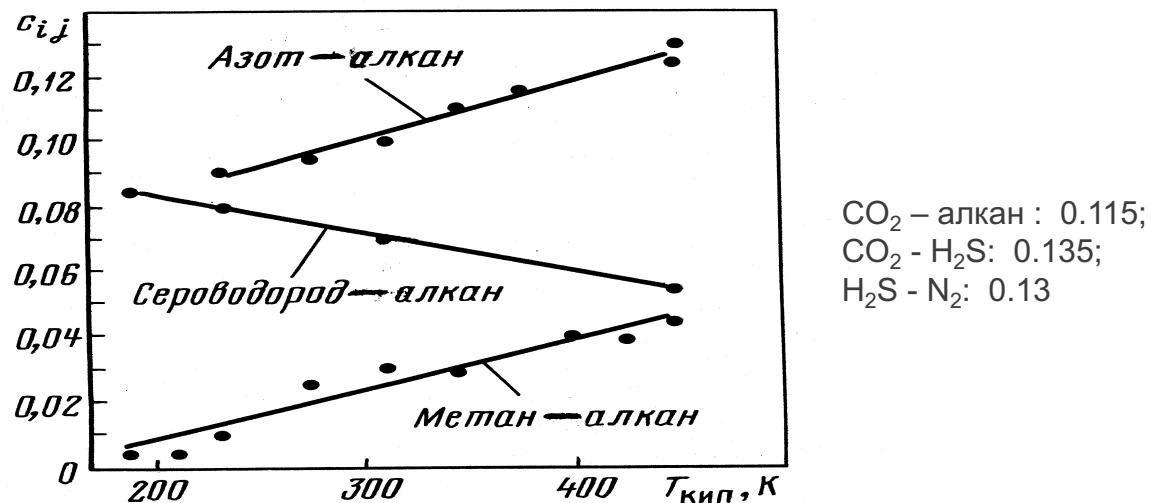
$$m = 0,37964 + 1,48503\omega - 0,16442 \cdot \omega^2 + 0,01666 \cdot \omega^3, \quad \omega > 0,49$$

Коэффициенты для смесей

$$a_m = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (1 - c_{ij}) \cdot y_i y_j \cdot (a_i a_j)^{0,5}; \quad b_m = \sum_{i=1}^N y_i b_i,$$

Коэффициенты парного взаимодействия для PR EOS (по А. Брусиловскому, 1980 г.)

Зависимости коэффициентов парного взаимодействия для систем метан-алкан, азот-алкан, сероводород-алкан от температуры кипения алкана



Применение шифт-параметра для уточнения расчета плотности фаз (на примере PR EOS; Jhavery & Youngren, 1988)

$$\sim \bar{V} = V - C$$

$$C = \sum_{i=1}^N c_i x_i$$

Вещество	Значение S_i
Метан	0,154
Этан	0,1002
Пропан	0,08501
изо-Бутан	0,07935
н-Бутан	0,06413
изо-Пентан	0,04350
н-Пентан	0,04183
н-Гексан	0,01478
C_{7+}	$1 - d/M^e$

где M – молярная масса углеводорода

$$c_i = s_i \cdot b_i$$

Углеводороды	d	e
алканы	2,258	0,1823
ароматические	2,516	0,2008
циклоалканы	3,004	0,2324

Обобщенный вид кубического уравнения состояния* (Michelsen & Heidemann, 1981)

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{(v+\delta_1 b)(v+\delta_2 b)}$$

	SRK	PR
δ_1	0	$1 + \sqrt{2}$
δ_2	1	$1 - \sqrt{2}$
Ω_a	0.42748	0.45724
Ω_b	0.08664	0.0778
α	$[1 + m(1 - \sqrt{T/T_c})]^{\frac{1}{2}}$	
m	$0.48 + 1.574\omega$ $- 0.176\omega^2$	$\omega \leq 0.49 :$ $0.37464 + 1.54226\omega$ $- 0.26992\omega^2$
		$\omega > 0.49 :$ $0.37964 + 1.48503\omega$ $- 0.16442\omega^2 + 0.01666\omega^3$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} \alpha(T_r, \omega)$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$$

Газпром нефть | 155

После введения безразмерных параметров

$$\nu = zRT / p \quad A = ap / (RT)^2 \quad B = bp / (RT)$$

уравнение состояния (*) записывается
относительно z -фактора в виде:

$$\begin{aligned} & z^3 + [(\delta_1 + \delta_2 - 1)B - 1]z^2 + \\ & [A - B(\delta_1 + \delta_2) - (\delta_1 + \delta_2 - \delta_1\delta_2)B^2]z - \\ & [A + \delta_1\delta_2 B(B + 1)]B = 0 \end{aligned}$$

Условия фазового равновесия гетерогенных многокомпонентных систем

$$\left. \begin{array}{l}
 T^{(1)} = T^{(2)} = \dots = T^{(m)} \\
 p^{(1)} = p^{(2)} = \dots = p^{(m)} \\
 f_1^{(1)} = f_1^{(2)} = \dots = f_1^{(m)} \\
 \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\
 f_N^{(1)} = f_N^{(2)} = \dots = f_N^{(m)}
 \end{array} \right\} \text{где } f_i^{(j)} - \text{летучесть } i\text{-го компонента в } j\text{-ой фазе}$$

Газпром нефть | 157

На основе термодинамического равенства

$$\ln \phi_i = \frac{1}{RT} \int_V^\infty \left[\left(\frac{\partial p}{\partial n_i} \right)_{T,V,n_{k \neq i}} - \frac{RT}{V} \right] dV - \ln z$$

где $\phi_i = f_i / (y_i p)$ - коэффициент летучести

и при использовании уравнения состояния (*)
получаем для i -го компонента смеси:

$$\ln \phi_i = \frac{b_i}{b_m} (z - 1) - \ln(z - B_m) - \frac{1}{(\delta_2 - \delta_1)} \frac{A_m}{B_m} \times \\ \left(\frac{2 \sum_{j=1}^N y_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - c_{ij})}{a_m} - \frac{b_i}{b_m} \right) \times \ln \left(\frac{z_m + \delta_2 B}{z_m + \delta_1 B} \right)$$

Постановка задачи расчета 2-фазного равновесия парожидкость смеси заданного состава

Дано: p, T, z_1, \dots, z_N

Определить: $F_V, F_L, y_1, \dots, y_N, x_1, \dots, x_N$

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, & i = \overline{1, N} \\ x_i F_L + y_i F_V - z_i = 0, & i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ F_L + F_V = 1 \end{cases}$$

Постановка задачи расчета давления начала конденсации смеси заданного состава

Дано: T, z_1, \dots, z_N

Определить: p_{HK}, x_1, \dots, x_N

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, & i = \overline{1, N}, \\ \sum_{i=1}^N x_i - 1 = 0, \end{cases}$$

Постановка задачи расчета давления начала кипения смеси заданного состава

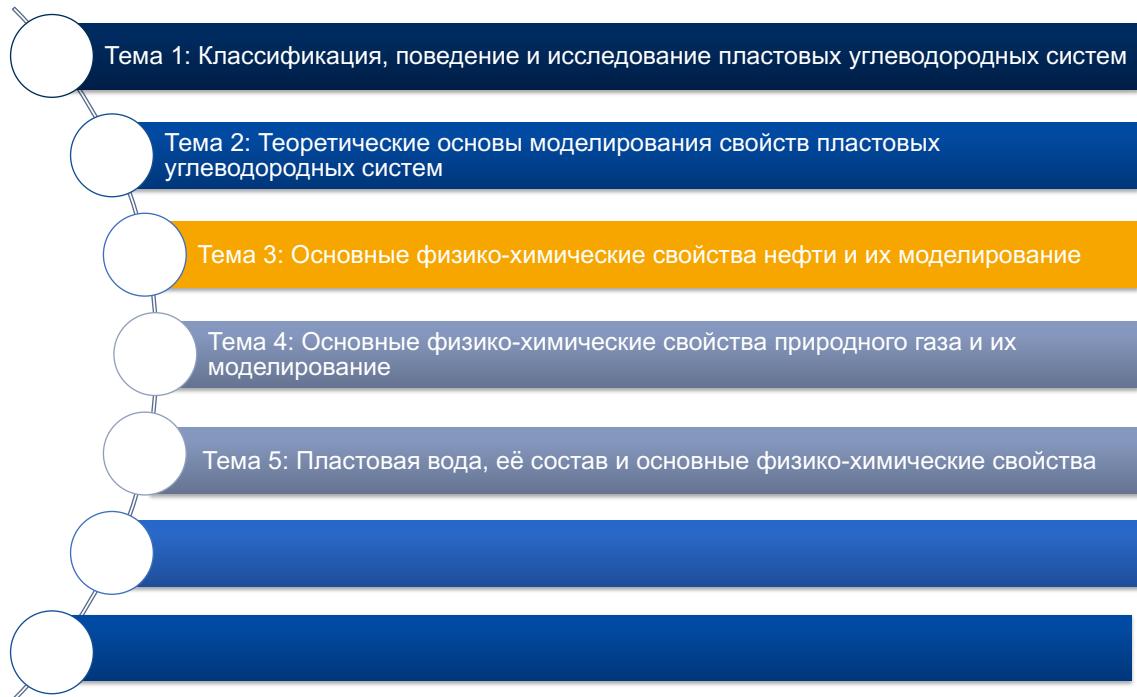
Дано: T, z_1, \dots, z_N

Определить: p_s, y_1, \dots, y_N

$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, & i = \overline{1, N}, \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0, \end{cases}$$

Примеры расчетов в программных комплексах

Газпром нефть | 16
2



Газпром нефть | 163

Тема 3: Основные физико-химические свойства нефти и их моделирование

- Моделирование PVT- свойств пластовых нефтей с использованием уравнения состояния
- Взаимосвязь PVT–свойств пластовой нефти и подсчетных параметров
- Корреляции для расчета физико-химических свойств нефти.

Актуальность, тенденции и задачи в области прогнозирования свойств УВ смесей

- Необходимость обоснования и согласования свойств пластовых нефтей, используемых как при подсчете запасов, так и при проектировании и мониторинге разработки месторождений на основе комплексного учета результатов промысловых, лабораторных и теоретических исследований.
- Применение программных комплексов, аккумулирующих научные достижения в области геологического, гидродинамического и термодинамического моделирования исследуемых объектов и процессов.
- Совершенствование методов обоснования и моделирования свойств пластовых нефтей для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений.

Основные подходы к моделированию PVT - свойств

- На основе применения уравнения состояния и компонентного состава пластовой смеси (z_i)
- Применение корреляционных выражений с использованием базовых параметров (γ_g , γ_o , R_{sb})

Создание модели пластовой нефти с применением уравнения состояния

- Использование, в качестве основы, результатов экспериментальных исследований представительных проб пластовой нефти
- Применение надежного уравнения состояния и методов расчета критических параметров компонент-фракций:

- *уравнение состояния Пэнга-Робинсона с шифт-параметром*

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)}, \quad \tilde{\nu} = \nu - \sum_{i=1}^N s_i b_i x_i$$

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (1-c_{ij}) \cdot x_i x_j \cdot (a_i a_j)^{0.5} \quad a_i = 0.457235 \frac{R^2 T_{c,i}^2}{p_{c,i}} \cdot \left[1 + (0.48 + 1.574\omega_i - 0.176\omega_i^2) \cdot \left(1 - \left(\frac{T}{T_{c,i}} \right)^{0.5} \right) \right]^2$$

$$b = \sum_{i=1}^N x_i b_i \quad b_i = 0.077796 \frac{RT_{c,i}}{p_{c,i}}$$

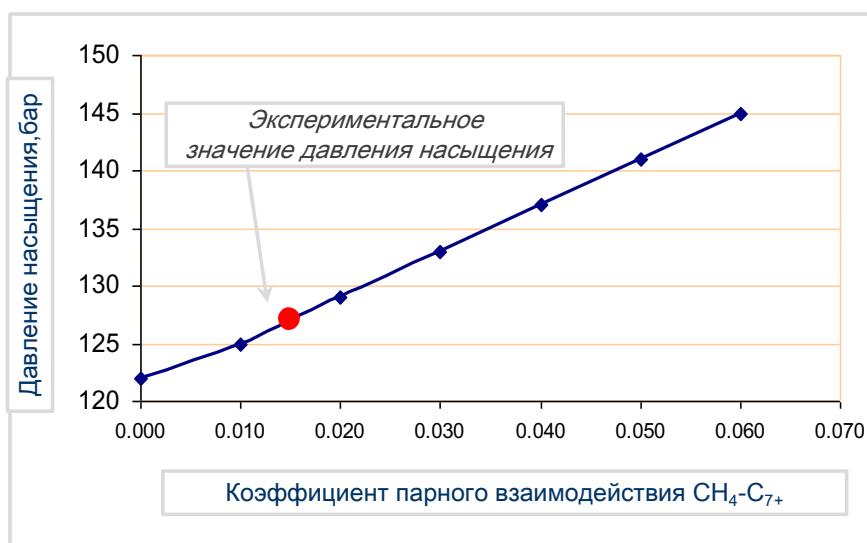
- *идентификация значений критической температуры T_c , критического давления p_c , ацентрического фактора ω*

Порядок создания адекватной модели пластовой нефти

- Использование данных фракционной разгонки для разбиения на фракции группы С₇₊ пластовой нефти (применяется для особо легких нефтей)
- Последовательное воспроизведение ключевых осредненных экспериментальных данных при создании модели пластовой нефти:
 - давления насыщения при пластовой температуре
 - плотности сепарированной нефти
 - объемного коэффициента пластовой нефти при начальных термобарических условиях
 - динамической вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях

Газпром нефть | 168

Особенности воспроизведения экспериментальных данных



Зависимость давления насыщения пластовой нефти от коэффициента парного взаимодействия между метаном и группой C₇₊

Особенности воспроизведения экспериментальных данных

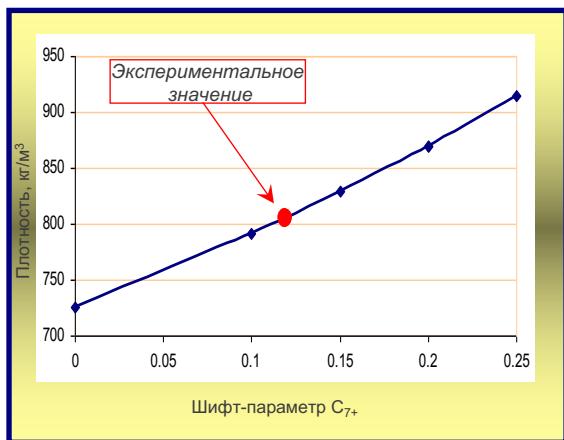
Источником значений объемного коэффициента пластовой нефти и плотности сепарированной нефти являются результаты стандартной или ступенчатой сепарации

При создании модели пластовой нефти возможны 2 типичных варианта идентификации объемного коэффициента пластовой нефти и плотности сепарированной нефти

Вариант 1:	Вариант 2:
лабораторные исследования ступенчатой сепарации проведены в соответствии с фактической системой промысловой сепарации	лабораторные исследования ступенчатой сепарации отсутствуют, либо проведены при отсутствии данных о фактической системе промысловой сепарации
Значения плотности сепарированной нефти и объемного коэффициента пластовой нефти воспроизводятся в соответствии с экспериментальными данными <u>ступенчатой</u> сепарации	Значения плотности сепарированной нефти и объемного коэффициента пластовой нефти воспроизводятся в соответствии с экспериментальными данными <u>стандартной</u> сепарации

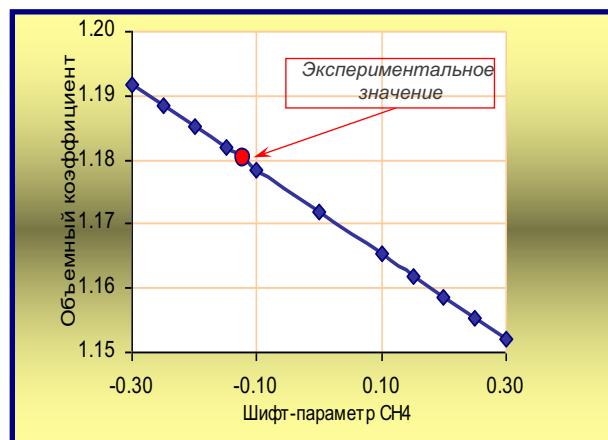
Особенности воспроизведения экспериментальных данных

Плотность сепарированной нефти



Зависимость плотности сепарированной нефти от значения “шифт-параметра” группы C_{7+}

Объемный коэффициент пластовой нефти при начальных термобарических условиях



Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от значения шифт-параметра метана.

Особенности воспроизведения экспериментальных данных

Расчет динамической вязкости по методу Lohrenz-Bray-Clark:

$$[(\mu - \mu^*)\xi + 10^{-4}]^{1/4} = a_1 + a_2 \rho_r + a_3 \rho_r^2 + a_4 \rho_r^3 + a_5 \rho_r^4$$

где $\rho_r = \rho / \rho_c$, $a_1 = 0.1023$, $a_2 = 0.023364$, $a_3 = 0.058533$, $a_4 = -0.040758$,

$a_5 = 0.0093324$;

$$\mu^* = \frac{\sum_{i=1}^N z_i \mu_i^* M_i^{1/2}}{\sum_{i=1}^N z_i M_i^{1/2}}; \quad \mu_i^* = 34 \cdot 10^{-5} \frac{T_{ri}^{0.94}}{\xi_i} \text{ при } T_{ri} < 1.5$$

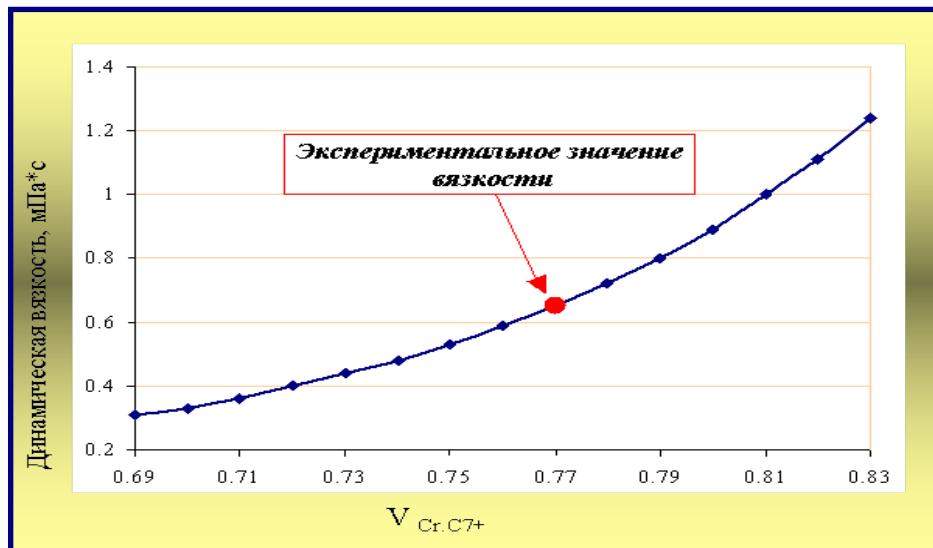
$$\mu_i^* = 17.78 \cdot 10^{-5} \frac{(4.58T_{ri} - 1.67)^{5/8}}{\xi_i} \text{ при } T_{ri} \geq 1.5$$

$$\xi_i = \frac{T_{ci}^{1/6}}{M_i^{1/2} P_{ci}^{2/3}}$$

$$\xi = \frac{\left(\sum_{i=1}^N z_i T_{ci}\right)^{1/6}}{\left(\sum_{i=1}^N z_i M_i\right)^{1/2} \cdot \left(\sum_{i=1}^N z_i P_{ci}\right)^{2/3}}$$

$$\rho_c = (V_C)^{-1} = \left(\sum_{i=1}^N z_i V_{Ci}\right) + z_{c7+} V_{Cr_{c7+}}^{-1}$$

Динамическая вязкость пластовой нефти



Зависимость динамической вязкости пластовой нефти от значения псевдокритического мольного объема группы C7+

Пример результатов расчета РВТ – свойств с использованием компонентного состава и уравнения состояния

Сравнение величин объемного коэффициента по результатам сепарации пластовой нефти

Месторождение В (пласт БВ2-0; Рпл = 24МПа , Тпл = 80°C)
Компонентный состав пластовой нефти (скв.4335):

<i>N2</i>	<i>CO2</i>	<i>CH4</i>	<i>C2H6</i>	<i>C3H8</i>	<i>iC4H10</i>	<i>nC4H10</i>	<i>iC5H12</i>	<i>nC5H12</i>	<i>C6+</i>
0.59	0.02	57.22	4.49	5.97	1.68	2.98	0.99	0.98	25.08

Стандартная сепарация

Эксперимент	Расчет	Отклонение, %
2.050	2.050	0

Ступенчатая сепарация

Термобарические условия на ступенях сепарации	Эксперимент	Расчет			
		При условиях эксперимента	Отклонение данных кол.3 от кол.2, %	Фактические условия ДНС с соблюдением ГОСТ Р 51858-2002	Отклонение данных кол.5 от кол.2, %
1 ДНС: 0.580 МПа; 25 С 0.165 МПа; 20 С 0.101 МПа; 20 С	2 1.909	3 1.913	4 0.2	5 1.955	6 2.4
Лабораторные условия: 4.100 МПа; 20 С 0.900 МПа; 20 С 0.101 МПа; 20 С	1.827	1.833	0.3		7.0

Газпром нефть | 175

Применение моделей пластовых нефтей для решения задач разработки месторождений

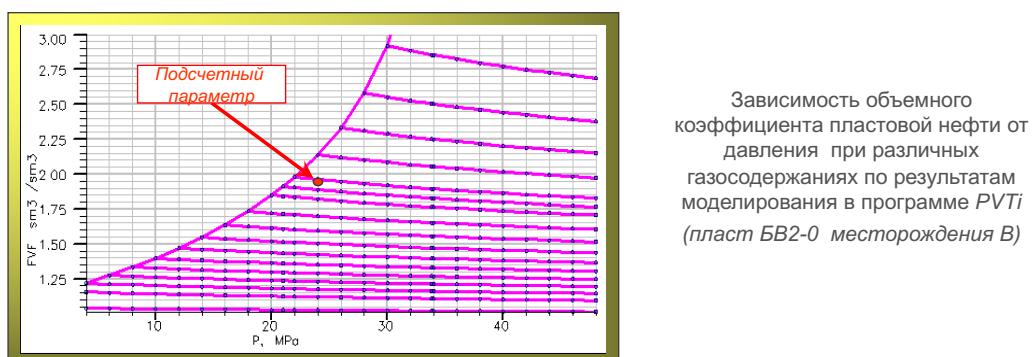
Адекватная многокомпонентная модель пластовой нефти может быть эффективно использована:

- для моделирования многокомпонентной фильтрации
- для формирования зависимостей от давления свойств УВ фаз, необходимых при решении гидродинамических задач с применением моделей типа «black oil».
- для реалистичного прогнозирования состава и свойств добываемой продукции

Формирование зависимостей свойств УВ фаз от давления для проектирования и мониторинга разработки месторождений с применением моделей «black oil»

Методы получения искомых зависимостей

- Использование результатов дифференциального разгазирования при пластовой температуре
- Комплексное использование данных дифференциального разгазирования при пластовой температуре и промысловой ступенчатой сепарации исходной пластовой нефти
- Моделирование промысловой ступенчатой сепарации на каждом шаге дифференциального разгазирования пластовой нефти (метод используется в современных компьютерных симуляторах)



Газпром нефть | 177

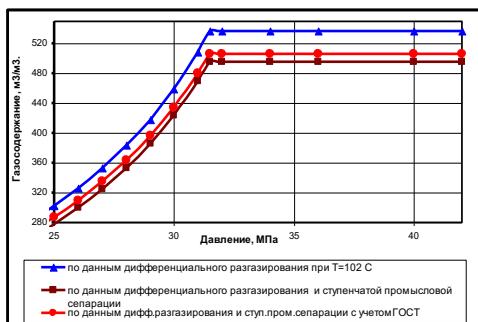
Характеристика пластовых нефтей

Показатели	Месторождение А (пласт Ю1-1)	Месторождение В (пласт АВ2-1)
Пластовое давление, МПа	42	17.3
Пластовая температура, ° С	102	45
Давление насыщения, МПа	31.5	17.3
Компонентный состав % мол.		
N ₂	0.41	0.01
CO ₂	0.74	0.08
CH ₄	61.88	38.33
C ₂ H ₆	9.25	0.81
C ₃ H ₈	6.16	0.09
iC ₄ H ₁₀ + nC ₄ H ₁₀	3.32	0.05
iC ₅ H ₁₂ + nC ₅ H ₁₂	1.14	0.02
C ₆	0.67	1.20
C ₇₊	16.46	59.45
Результаты стандартной сепарации:		
Объемный коэффициент, д.е.	2.711	1.087
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	828	915
Газосодержание, м ³ /м ³	537	46
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0.12	12.5

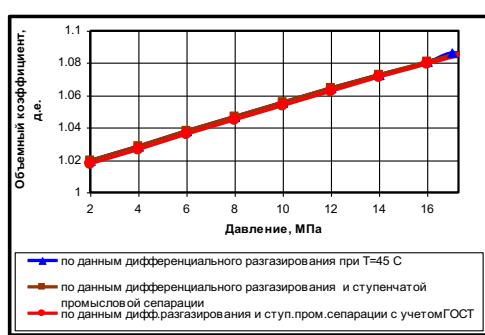
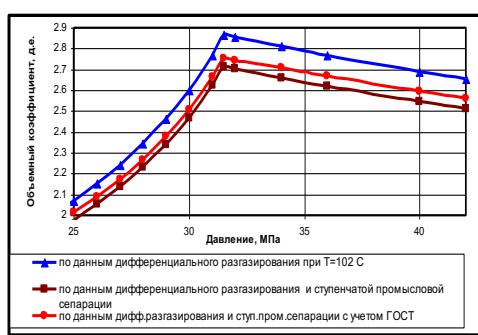
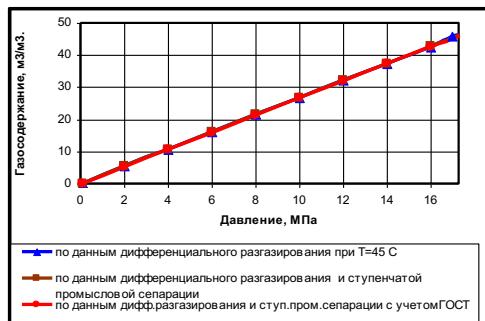
Газпром нефть | 178

Зависимости газосодержания и объемного коэффициента от давления

Месторождение А (пласт Ю1-1)



Месторождение В (пласт АВ2-1)



Газпром нефть | 179

Об обосновании подсчетных параметров нефти и растворенного газа

Газпром нефть | **180**

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

$$Q_{\text{H}0} = F \cdot h_{\text{ЭФ,Н}} \cdot K_{\Pi} \cdot K_{\text{H}} \cdot \Theta \cdot \sigma_{\text{H}}^*$$

PVT

$Q_{\text{H}0}$ начальные геологические запасы нефти, тыс. т

F площадь залежи, тыс. м²

$h_{\text{ЭФ,Н}}$ эффективная нефтенасыщенная толщина, м

K_{Π} коэффициент открытой пористости, доли ед.

K_{H} коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

Θ пересчетный коэффициент нефти ($\frac{1}{B_0}$), доли ед.

σ_{H} плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³

* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко, Москва-Тверь, 2003

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

$$Q_{\text{н}0} = F \cdot h_{\text{эф н}} \cdot K_{\Pi} \cdot K_{\text{н}} \cdot \Theta \cdot \sigma_{\text{н}}^*$$

PVT

$Q_{\text{н}0}$ начальные геологические запасы нефти, тыс. т

F площадь залежи, тыс. м²

$h_{\text{эф н}}$ эффективная нефтенасыщенная толщина, м

K_{Π} коэффициент открытой пористости, доли ед.

$K_{\text{н}}$ коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

Θ пересчетный коэффициент нефти ($\frac{1}{B_0}$), доли ед.

$\sigma_{\text{н}}$ плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³

* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко, Москва-Тверь, 2003

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

$$B_o = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{ст}}} \quad B_o = \frac{\rho_{\text{сн}} + (Rs * \rho_{\Gamma})}{\rho_{\text{пл}}}$$

$$Q_{\Gamma 0} = Q_{\text{Н0}} * R_s / \rho_{\text{сн}}$$

$Q_{\text{т0}}$ начальные геологические запасы растворенного газа, млн. м³

B_o объемный коэффициент нефти, доли ед.

$V_{\text{пл}}$ объем нефти в пластовых условиях, м³

$V_{\text{ст}}$ объем нефти в стандартных условиях, м³

$\rho_{\text{сн}}$ плотность сепарированной нефти, кг/м³

$\rho_{\text{пл}}$ плотность пластовой нефти, кг/м³

ρ_{Γ} плотность растворенного газа, кг/м³

Rs начальное газосодержание пластовой нефти, м³/м³

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

$$B_o = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{ст}}} \quad B_o \downarrow = \frac{\rho_{\text{сн}} + (R_s \downarrow * \rho_{\Gamma})}{\rho_{\text{пл}}}$$

$$Q_{\Gamma 0} \downarrow = Q_{\text{Н0}} * R_s \downarrow / \rho_{\text{сн}}$$

$Q_{\Gamma 0}$ начальные геологические запасы растворенного газа, тыс. м³

B_o объемный коэффициент нефти, доли ед.

$V_{\text{пл}}$ объем нефти в пластовых условиях, м³

$V_{\text{ст}}$ объем нефти в стандартных условиях, м³

$\rho_{\text{сн}}$ плотность сепарированной нефти, кг/м³

$\rho_{\text{пл}}$ плотность пластовой нефти, кг/м³

ρ_{Γ} плотность растворенного газа, кг/м³

R_s газосодержание пластовой нефти, м³/м³

О влиянии условий промысловой сепарации на подсчетные параметры нефти и растворенного газа

*На значения подсчетных параметров - плотности сепарированной нефти , пересчетного коэффициента и газосодержания влияют **термобарические условия ступенчатой промысловой сепарации.***

Анализ технических отчетов об исследовании пластовых нефтей многих месторождений показал, что **часто принимаемые в экспериментальных исследованиях условия ступенчатой сепарации отличаются от фактических промысловых условий сепарации на дожимных насосных станциях** (ДНС). Это заметно отражается на значениях подсчетных параметров нефти и растворенного газа при высоком газосодержании пластовой нефти.

*Неучет при подсчете/пересчете запасов требований ГОСТ Р 51858-2002 по **упругости паров сырой нефти** (не более 0.667 бар при температуре 37.8 С), сдаваемой нефтегазодобывающими предприятиями потребителям, приводит к завышению запасов нефти. Причина – в завышении пересчетного коэффициента в формуле подсчета запасов. Количественные показатели зависят от физико-химических свойств конкретного УВ флюида.*

О терминологии, ранее использованной при подсчете запасов нефти и растворенного газа

Документ	Раздел, стр.	Цитата	Предлагаемый вариант текста
Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа. М.: ГКЗ, 1984.	4.3, стр.15	Подсчет запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий.	Подсчет запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам исследований ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Число ступеней и давления и температуры на них должны соответствовать реальной или предполагаемой схеме сепарации нефти на данном промысле с учетом её доведения до товарных кондиций и приведения к стандартным термобарическим условиям на последней ступени.
	4.4., стр.15	Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.	Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам исследований ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Число ступеней и давления и температуры на них должны соответствовать реальной или предполагаемой схеме сепарации нефти на данном промысле с учетом её доведения до товарных кондиций и приведения к стандартным термобарическим условиям на последней ступени.

Газпром нефть | 186

О терминологии, используемой при подсчете запасов нефти и растворенного газа

Документ	Раздел, пункт	Цитата	Предлагаемый вариант текста
Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477	IV, 62	Подсчет геологических запасов нефти производится с использованием объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального, или ступенчатого, разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий...	Подсчет геологических запасов нефти производится с учетом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам исследований ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Число ступеней и давления и температуры на них должны соответствовать реальной или предполагаемой схеме сепарации нефти на данном промысле с учетом её доведения до товарных кондиций и приведения к стандартным термобарическим условиям на последней ступени.
	IV, 63	Подсчет геологических запасов растворенного газа производится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального или ступенчатого разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий.	Подсчет запасов растворенного в нефти газа проводится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам исследований ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти. Число ступеней и давления и температуры на них должны соответствовать реальной или предполагаемой схеме сепарации нефти на данном промысле с учетом её доведения до товарных кондиций и приведения к стандартным термобарическим условиям на последней ступени.

Газпром нефть | 187

Корреляции для расчета физико-химических свойств нефти

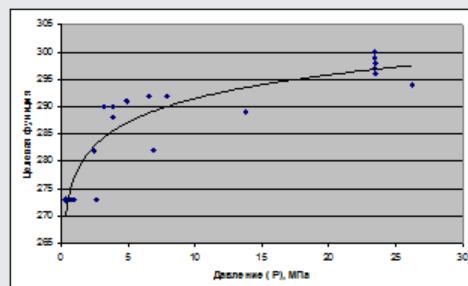
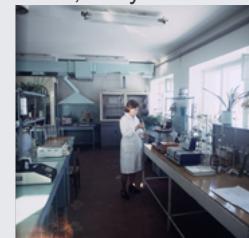
Газпром нефть | 18
¤

Что такое корреляция

Для определения значений параметров, которые не могут быть измерены, используется их расчет по корреляциям. Корреляция – это функциональная зависимость исследуемого параметра, построенная на основе экспериментальных данных и имеющая наименьшую квадратичную ошибку, то есть выбранная корреляция лежит ближе всего ко всем существенным значениям, полученным в ходе эксперимента.

1. Эксперимент
 - модельная система;
 - изменяемые параметры ($p, T, \gamma_o, \gamma_g, R_{sb}$)
 - α – целевая функция
2. Статистическая обработка результатов эксперимента.

$$\alpha = f(p, T, \gamma_o, \gamma_g, R_{sb})$$
3. Корреляция



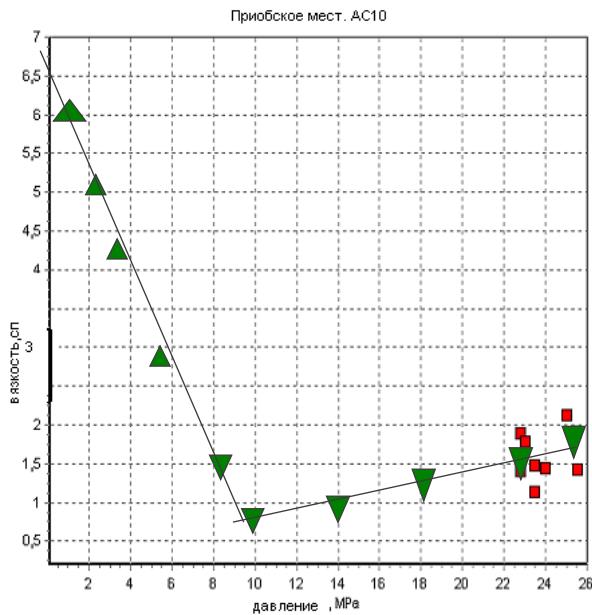
Газпром нефть | 189

Зачем нужны корреляции?

- Имеются разрозненные лабораторные данные по свойствам нефти и газа на месторождениях
- Необходимо оценить свойства нефти, газа и пластовой воды при конкретных условиях Р,Т
- Лабораторные данные неточны и противоречивы

Газпром нефть | 190

Нет лабораторных исследований при требуемых условиях



Нет полных лабораторных исследований свойств нефти как функции давления, в том числе при давлении насыщения и ниже.

Лучше прямой замер параметров при необходимых давлениях и температурах. Если таких данных нет, то для их оценки применяют корреляции

Лабораторные данные неточны и противоречивы

- Не соблюдаются условия отбора проб и лабораторных исследований
- Взаимосвязанные свойства находятся в противоречии
- Наблюдается сильное различие в результатах анализа проб с одного месторождения

Пример влияния свойств нефти

Дебит нефти в условиях стационарного радиального притока можно определить по формуле Дюпюи

$$q = \frac{kh\Delta P}{1.84\mu B_o \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right)}$$

Исходные данные: $k = 10 \text{ мD}$, $h = 10 \text{ м}$,

$$\Delta P = 8 \text{ МПа}, B = 1.2 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

$$r_e = 500 \text{ м}, r_w = 0.1 \text{ м}, s = 0.$$

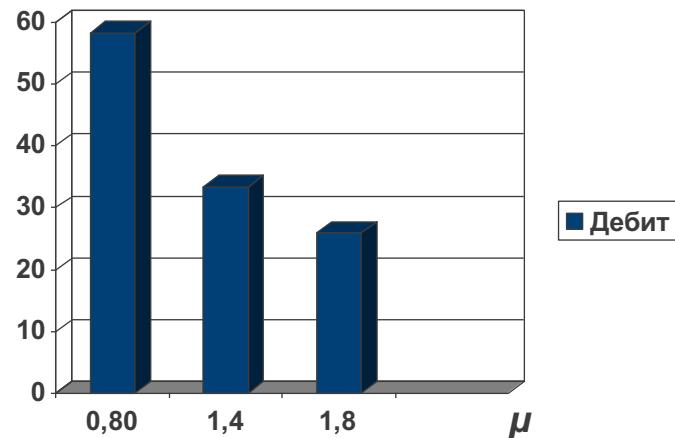
Пример

Значения вязкости

$\mu = 0.8 \text{ мПа с}$

$\mu = 1.4 \text{ мПа с}$

$\mu = 1.8 \text{ мПа с}$



Пример влияния свойств нефти

Объём вмещающего коллектора месторождения составляет:

$$V = m h A$$

Прогнозный объём геологических запасов нефти составляет:

$$V_o = \frac{V \cdot (1 - S_w)}{B_o}$$

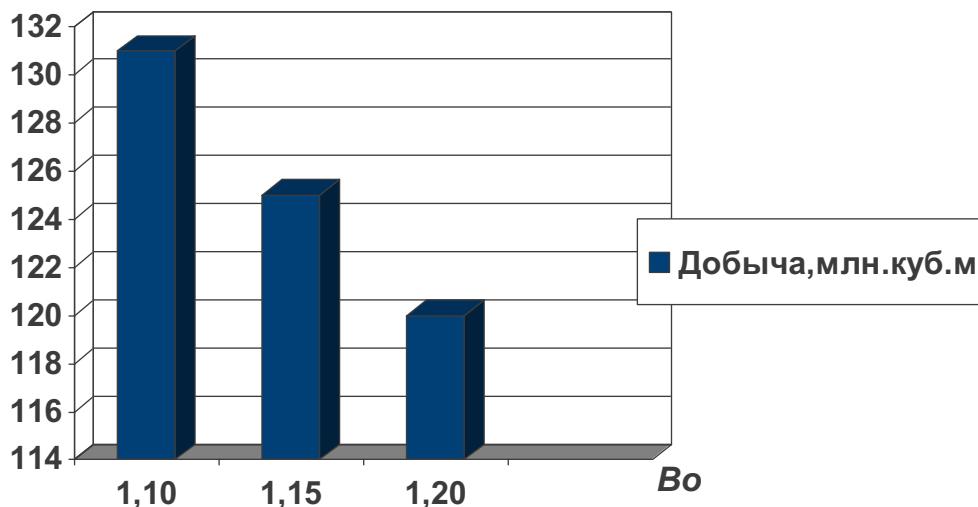
Прогнозный объём добычи из месторождения составит:

$$N_f = V_o R_f$$

Пример

Исходные данные: $m = 0.2; h = 20 \text{ м}; A = 200 \cdot 10^6 \text{ м}^2$

$$S_w = 0.2; R_f = 0.45$$



Газпром нефть | 196

Базовые параметры для расчета PVT – свойства нефти и газа

- R_{sb} – газосодержание нефти при давлении насыщения
- P_b - давление насыщения
- γ_o - относительная плотность нефти
- γ_g - относительная плотность газа
- T_{wf} – температура на забое
- T_s, P_s – температура и давление в сепараторе
- \bar{P} – среднепластовое давление
- Т – пластовая температура

Модели оценки физико-химических свойств пластовых смесей

- Модель нелетучей нефти – основной постулат: Y_o , Y_g – фиксированы; PVT-свойства смеси изменяются при изменении Р и Т
- Композиционная модель – основной постулат: PVT-свойства смеси определяются её компонентным составом

Модели сырой нефти

Параметры	Модели сырой нефти			
	Калифорни йская	Северного моря	Ближнего Востока	Для всех залежей
Тяжёлая нефть $\gamma_o > 0,87$	Standing	-	-	
Средняя нефть $0,85 < \gamma_o <$ 0,87	-	-	Al-Marhoun Al-Khafaji	McCain
Легкая нефть $\gamma_o < 0,85$	-	Glaso	-	

Давление насыщения по корреляции Standing

$$P_b = 0,52544 \left[\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right]^{0,83} 10^{-b} - 0,17568$$

$$b = 1,22515 + 0,0016438 T_{nl} - 1,76875 / \gamma_o$$

Примечание: степенная модель

Давление насыщения по корреляции Valko & McCain, 2002

$$P_b = 6.89 \cdot 10^{-3} \exp(7.475 + 0.713 Z + 0.0075 Z^2)$$

$$Z = z_1 + z_2 + z_3 + z_4$$

Примечание: 'экспоненциальная модель'

Давление насыщения по корреляции Valko & McCain, 2002

$$z_1 = -5.48 - 0.0378 \cdot \ln\left(\frac{R_{sb}}{0.1781}\right) + 0.281 \cdot \left(\ln\left(\frac{R_{sb}}{0.1781}\right)\right)^2 - 0.0206 \cdot \left(\ln\left(\frac{R_{sb}}{0.1781}\right)\right)^3$$

$$z_2 = 1.27 - \frac{0.0449 \cdot (141.5 - 131.5\gamma_o)}{\gamma_o} + \frac{0.000436 \cdot (141.5 - 131.5\gamma_o)^2}{\gamma_o^2} - \frac{4.76 \cdot 10^{-6} \cdot (141.5 - 131.5\gamma_o)^3}{\gamma_o^3}$$

$$z_3 = 4.51 - 10.84 \cdot \gamma_{gc} + 8.39 \cdot \gamma_{gc}^2 - 2.34 \cdot \gamma_{gc}^3$$

$$z_4 = -0.7835 + 6.23 \cdot 10^{-3} (1.8T - 460) - 1.22 \cdot 10^{-5} (1.8T - 460)^2 + 10^{-8} (1.8T - 460)^3$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left(1 + 5.912 \cdot 10^{-5} \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) (1.8T_s - 460) \cdot \log\left(\frac{P_s}{0.79}\right) \right)$$

Примечание: γ_g – для газа 1-й ступени сепарации

γ_{gc} – для газа с учетом и STO

Давление насыщения по корреляции Glaso

$$P_b = 0,00689 \cdot 10^A$$

$$A = 1,7669 + 1,7447 \cdot \log B - 0,30218(\log B)^2$$

$$B = \left(\frac{5,618 \cdot R_{sb}}{\gamma_g} \right)^a \cdot \frac{(1,8T - 460)^b}{(141,5 / \gamma_o - 131,5)^c}$$

$a = 0,816; b = 0,172; c = 0,989$ для нефти $\gamma_o < 0.85$;

Для нефти с $R_{sb} > 300 \text{ m}^3/\text{m}^3; \gamma_o > 0.85; \gamma_g > 0.87$, берем $b = 0,13$

Для неуглеводородных компонентов можно уточнить P_b

$$P_{by_i} = \alpha_{y_i} P_b$$

$$\alpha_{y_i} = (\alpha_{CO_2}; \alpha_{N_2}; \alpha_{H_2S})$$

Примечание: поправки имеет смысл вводить при

$y_{CO_2} > 12\%$, любом количестве H_2S

Давление насыщения по корреляции Glaso

$$\alpha_{y_{co_2}} = 1 - 693.8 y_{co_2} (1.8T - 460)^{-1.553}$$

$$\begin{aligned}\alpha_{y_{N_2}} &= 1 + [(-2.65 \cdot 10^{-4} \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) + 5.5 \cdot 10^{-3}) \cdot (1.8T - 460) + (0.0913 \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) - 0.8295)] y_{N_2} + \\ &\quad [(1.954 \cdot 10^{-11} \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{4.699}) \cdot (1.8T - 460) + (0.027 \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) - 2.366)] y_{N_2}^2 \\ \alpha_{y_{H_2S}} &= 1 - (0.9035 + 0.0015 \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)) y_{H_2S} + 0.019 \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right) y_{H_2S}^2\end{aligned}$$

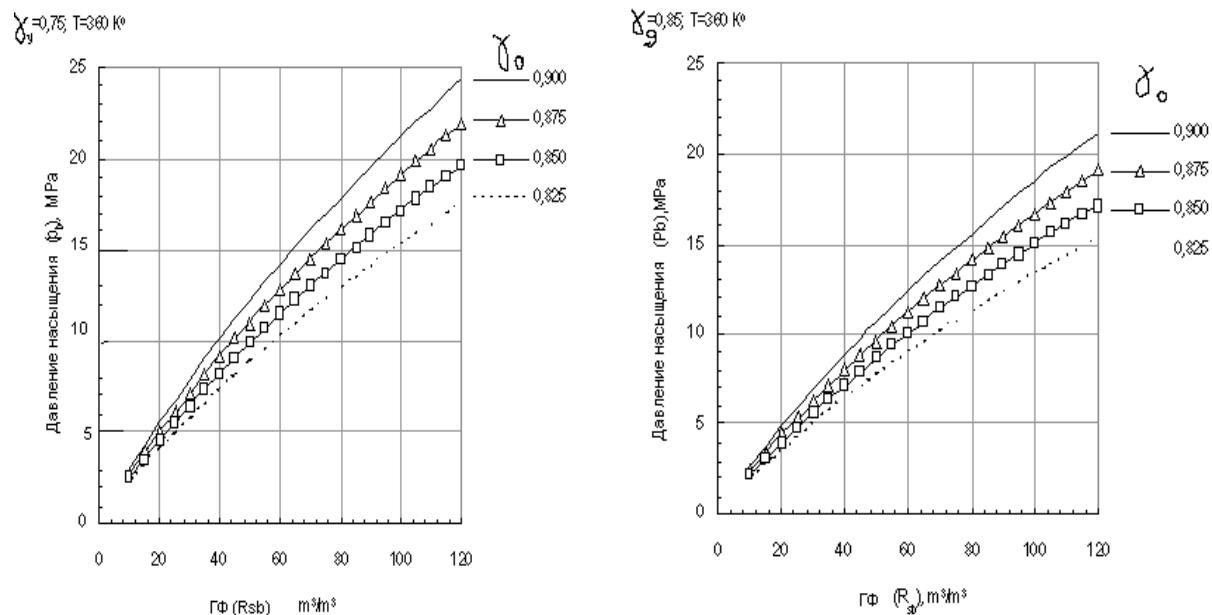
Давление насыщения по корреляции Al-Marhoun

$$P_b = 0,037084 \cdot 10^{-3} (5,618 R_{sb})^b \gamma_g^c \gamma_o^d (1,8T)^e$$

$$b = 0,715082; c = -1,87784;$$

$$d = 3,1437; e = 1,32657$$

Давление насыщения



Газпром нефть | 206

Упражнение 9 (использовать «Расчет РВТ– свойств»)

Газосодержание нефти по Standing

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[\frac{P - 0,17568}{0.52544 \cdot 10^b} \right]^{\frac{1}{0.83}}$$

$$b = 1,225 + 0,00164 \cdot T - 1,769 / \gamma_o$$

Примечание: инверсия выражения для Pb;

зависимость $R_s(p)$ практически линейная

Газосодержание нефти по Velarde, McCain et al, 1999

$$R_s = R_{sb} \left[a_1 \left(\frac{P}{P_b} \right)^{a_2} + (1 - a_1) \left(\frac{P}{P_b} \right)^{a_3} \right]$$

$$a_1 = 1.865 \cdot 10^{-4} \cdot \gamma_g^{1.673} \cdot \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{0.93} \cdot (1.8T - 460)^{0.247} \cdot P_b^{1.056}$$

$$a_2 = 0.1004 \cdot \gamma_g^{-1.005} \cdot \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{0.338} \cdot (1.8T - 460)^{0.133} \cdot P_b^{0.302}$$

$$a_3 = 0.9167 \cdot \gamma_g^{-1.485} \cdot \left(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{-0.165} \cdot (1.8T - 460)^{-0.091} \cdot P_b^{0.047}$$

Примечание: степенная модель (не инверсия)

Газосодержание нефти по Glaso

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{\frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5}{(1,8T - 460)^{0,172}} B \right)^{1,2255}$$

$$B = 10^a$$

$$a = 2,8869 - (14,1811 - 3,3093 \log(145,1P))^{0,5}$$

Газосодержание нефти по Al-Marhoun

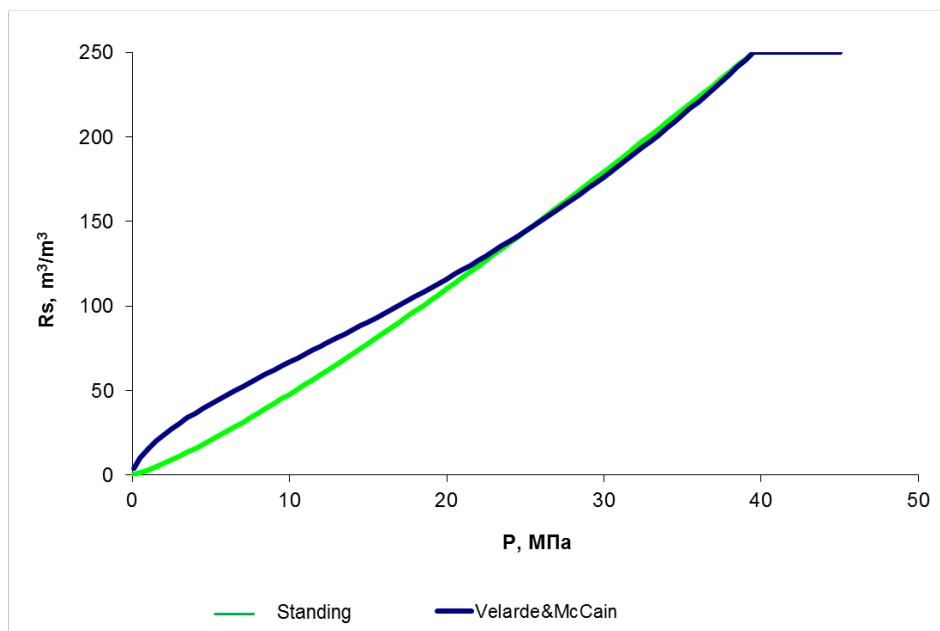
$$R_s = 0,178 \left(\frac{P}{0,037084 \cdot 10^{-3} \gamma_g^c \gamma_o^d (1,8T)^e} \right)^{1/b}$$

$$b = 0,715082; c = -1,87784;$$

$$d = 3,1437; \quad e = 1,32657$$

Примечание: инверсия от P_b

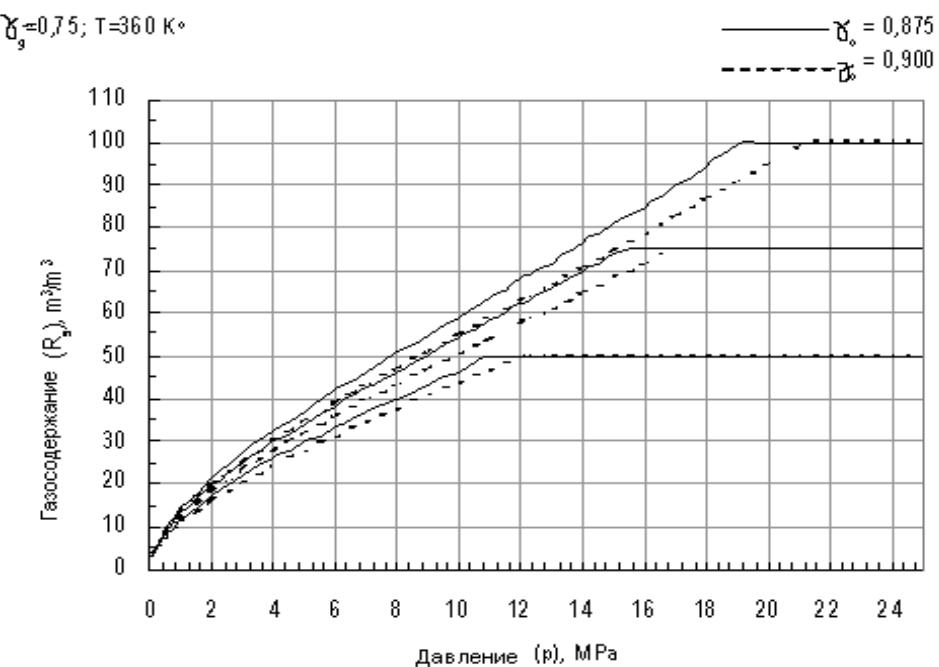
Газосодержание



Примечание: при низких Р результаты расходятся значительно

Газпром нефть | 212

Газосодержание



Газпром нефть | 213

Упражнение 10

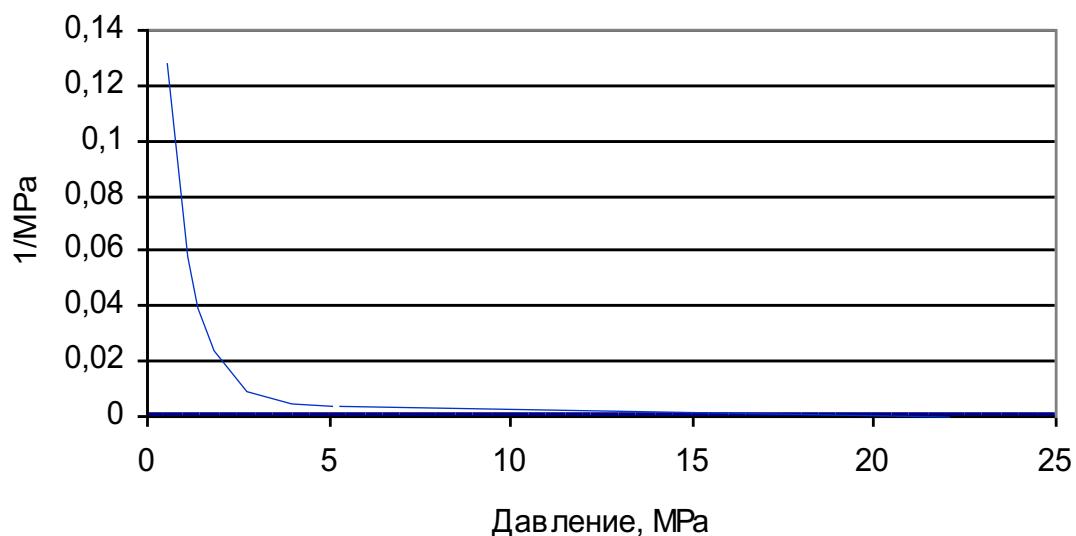
Газпром нефть | **21**
▲

Сжимаемость нефти. Корреляция Vasquez and Beggs

$$C_o = \frac{27,76R_{Sb} + 31 \cdot T - 1180\gamma_g + \frac{1784,3}{\gamma_o} - 11003}{10^5 \cdot P}$$

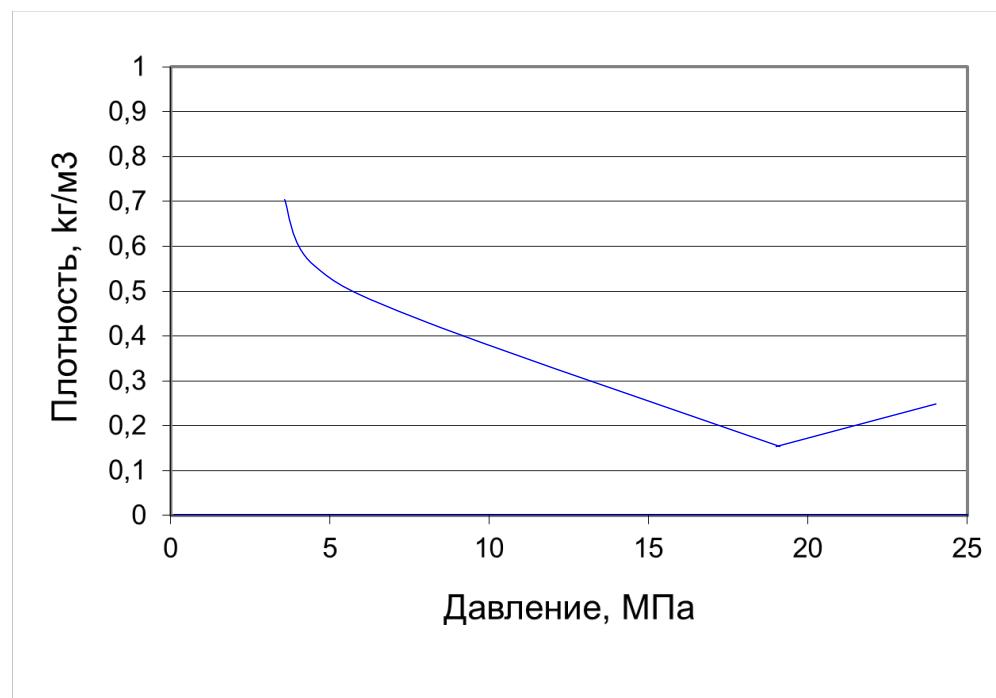
Примечание: используется при $P > P_b$

Сжимаемость



Газпром нефть | 216

Плотность



Газпром нефть | 217

Плотность нефти по Standing

1) $P < P_b$

$$\rho_o = \frac{1000\gamma_o + 1,21\gamma_{gd} \cdot R_s}{B_o}$$

Примечание: это не корреляция, а выводится из материального баланса; 1,21 (1,205 кг/м³) – плотность воздуха; gd=dissolved gas (растворенный газ)

1) $P \geq P_b$

$$\rho_o = \rho_{ob} \cdot \exp(C_o(P - P_b))$$

C_o -сжимаемость нефти

ρ_{ob} – плотность нефти при давлении насыщения

(рассчитывается по 1) при R_{Sb} и B_{Ob}

Плотность нефти по корреляции McCain et al.

$$\text{Шаг 1. } \rho_{po}^0 = 845.775 - 0.9 \cdot R_s$$

$$\text{Шаг 2. } \rho_a = -799.209 + 1361.808 \cdot \gamma_g + (2.989 - 3.704 \cdot \gamma_g) \cdot \rho_{po} + \\ (0.003 \cdot \gamma_g - 0.002) \cdot \rho_{po}^2$$

$$\text{Шаг 3. } \rho_{po}^1 = \frac{89.941 \cdot R_s \cdot \gamma_g + 73685 \cdot \gamma_g}{73.71 + 89.941 \cdot R_s \cdot \gamma_g / \rho_a}$$

если $|\rho_{po}^1 - \rho_{po}^0| \geq \varepsilon$ то вернуться к шагу 2.

Прим.: для плотности нефти 2 метода: Standing и McCain et al.

Плотность нефти по корреляции McCain et al.

$$\text{Шаг 4. } \Delta\rho_p = 2.323 \cdot (0.167 + 16.181 \cdot (10^{-0.00265 \cdot \rho_{po}})) \cdot P - \\ 0.00337 \cdot (0.299 + 263 \cdot (10^{-0.00376 \cdot \rho_{po}})) \cdot P^2$$

$$\text{Шаг 5. } \rho_{bs} = \rho_{po} + \Delta\rho_p$$

$$\text{Шаг 6. } \Delta\rho_T = (0.0484 + 1.724 \cdot \rho_{bs}^{-0.951}) \cdot (1.8 \cdot T - 520)^{0.938} - \\ (0.346 - 0.373 \cdot (10^{-0.001 \cdot \rho_{bs}})) \cdot (1.8 \cdot T - 520)^{0.475}$$

$$\text{Шаг 7. } \rho_o = \rho_{bs} - \Delta\rho_T$$

Упражнение 11

Газпром нефть | **22**
1

Объемный коэффициент по Standing

$$p \leq p_b \quad B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175}$$

$$F = 5.615 R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 2.25T - 575$$

$$p > p_b \quad B_o = B_{ob} \exp(c_o(p_b - p))$$

Прим.: получено инверсией из
выражения для давления насыщения

Объемный коэффициент по McCain

$$B_o = \frac{1000 \cdot \gamma_o + 1.21 \cdot R_s \cdot \gamma_g}{\rho_{oR}}$$

Прим.: из материального баланса

Объемный коэффициент по Glaso

$$B_o = 1 + 10^A$$

$$A = -6,58511 + 2,91329 \log B - 0,27683(\log B)^2$$

$$B = 5,618 R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,526} + 0,968(1,8T - 460)$$

Объемный коэффициент по Al-Marhoun

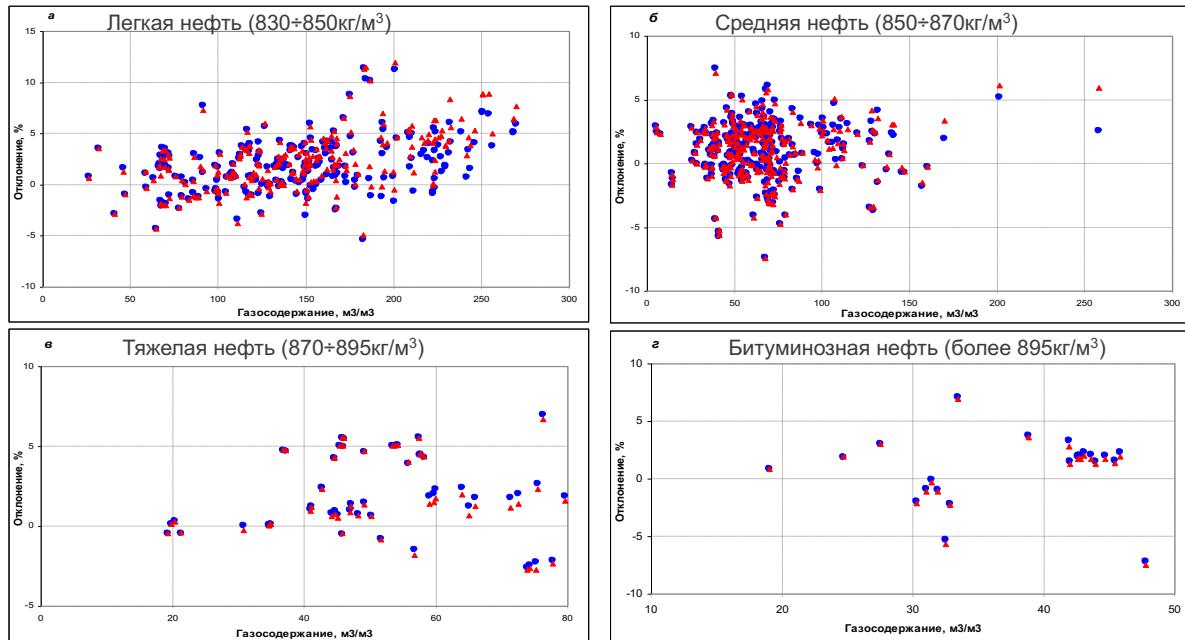
$$B_o = 0,497069 + 0,862963 \cdot 10^{-3} (1,8T) + \\ + 0,182594 \cdot 10^{-2} F + 0,3181 \cdot 10^{-5} F^2$$

$$F = (5,618R_s)^a \gamma_g^b \gamma_o^c$$

$$a = 0,74239; b = 0,323294; c = 1,20204$$

Применимость корреляций Стэндинга для месторождений Западной Сибири

Относительное отклонение (%) от экспериментальных значений объемного коэффициента пластовой нефти, вычисленных методом Стэндинга



Газпром нефть | 226

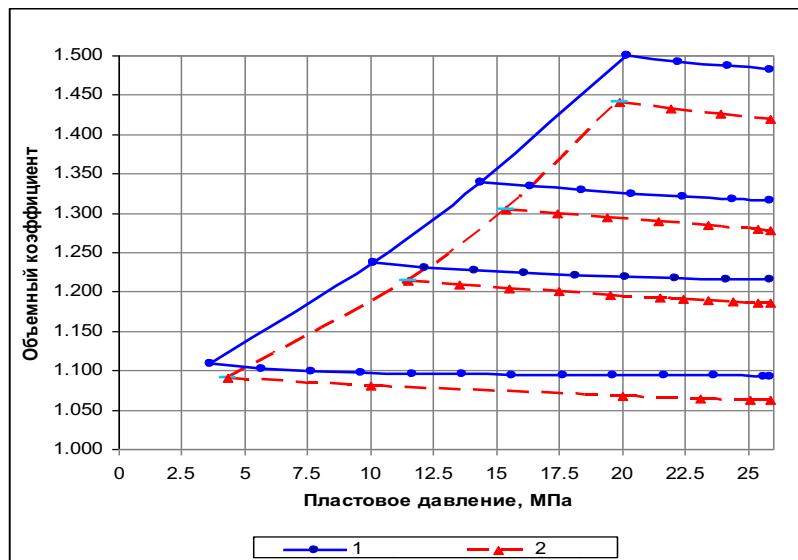
Применимость корреляций Стэндинга для месторождений Западной Сибири

- На примере пластовых нефтеи месторождений ОАО «Газпром нефть» подтверждено, что применение метода Стэндинга позволяет с точностью до 5% оценивать объемный коэффициент битуминозных, тяжелых и средних нефтеи во всем исследованном диапазоне газосодержания пластовой нефти, а легких нефтеи - до газосодержания $170 \text{ м}^3/\text{м}^3$.
- Использование апробированных корреляций является альтернативой применения метода аналогий для оценки пересчетного коэффициента пластовой нефти при отсутствии результатов исследований представительных глубинных проб. Также корреляции целесообразно применять для проверки физической согласованности данных о плотности сепарированной нефти, газосодержании и пересчетном коэффициенте пластовой нефти, приводимых в форме 6-ГР и других документах статистической отчетности.
- Применение корреляций позволяет получать зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от давления для гидродинамического моделирования разработки месторождений при ограниченной исходной информации о PVT-свойствах.

Газпром нефть | 227

Зависимости PVT-свойств от давления при отсутствии лабораторных исследований

Сравнение зависимостей объемного коэффициента от давления при использовании корреляции Стэндинга и адекватной термодинамической модели



Газпром нефть | 228

Уточнение объемного коэффициента с использованием корреляций

Пласт	Рекомендуемые параметры				6-ГР			
	Пересчетный коэффициент (оценка методом Стэндинга)	Объемный коэффициент (оценка методом Стэндинга)	Плотность сепарир. нефти кг/ м ³	Газосодержание, м ³ /т	Пересчетный коэффициент	Объемный коэффициент	Плотность сепарир. нефти, кг/м ³	Газосодержание, м ³ /т
Ю ₀	0.678	1.475	863	180	0.900	1.111	817	180
Ю ₀ ¹	0.792	1.262	870	100	0.900	1.111	870	100
Ю ₂	0.777	1.287	870	110	0.900	1.111	870	110

Газпром нефть | 229

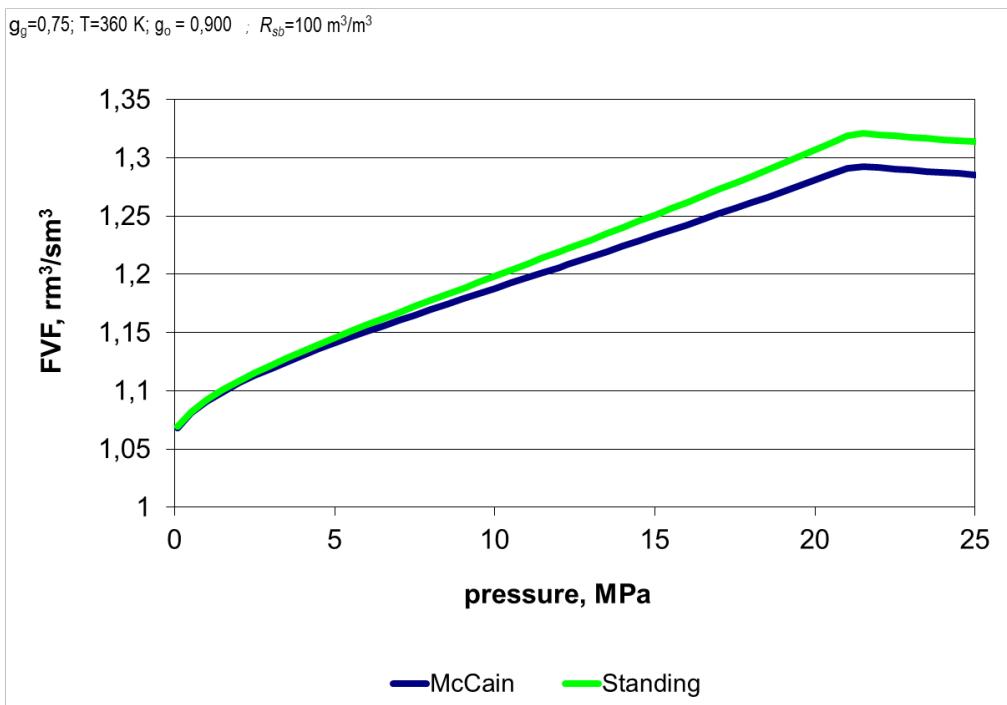
Сравнение объёмного коэффициента при контактном и дифференциальном разгазировании

$$F_c = \frac{B_{of}}{B_{od}} = 0.7264\gamma_o^{0.3202} - 0.3126\gamma_{gc}^{-0.02087} + 0.6459\left(\frac{T_s}{T}\right)^{0.5596}$$

B_{of} - при контактном газовыделении (в трубопроводах)

B_{od} - при дифференциальном газовыделении (в пласте)

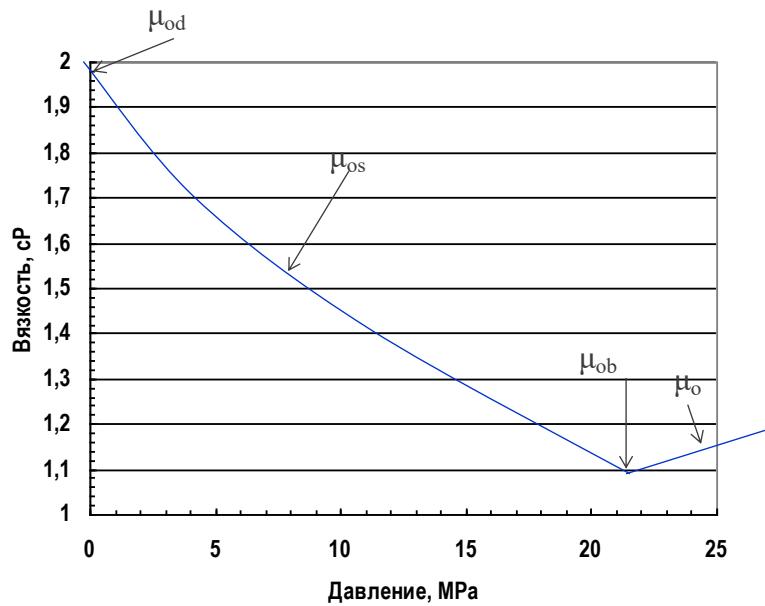
Объемный коэффициент нефти



Газпром нефть | 231

Упражнение 12

Вязкость



Газпром нефть | 233

Вязкость нефти

$$\mu_{od} = f(\gamma_o, T)$$

$$\mu_{od} = f(\gamma_o, K_w, T)$$

Прим.: od – дегазированная нефть; K_w – фактор Ватсона ($10 < K_w < 12$) отражает групповой УВ состав нефти

Вязкость нефти

$$K_w = [a_1 \exp(a_2 M_o + a_3 \gamma_o + a_4 M_o \gamma_o) M_o^{a_5} \gamma_o^{a_6}]^{a_7} \gamma_o^{a_8}$$

$$a_1 = 16.80642 \quad a_5 = 0.5369$$

$$a_2 = 1.6514 * 10^{-4} \quad a_6 = -0.7276$$

$$a_3 = 1.4103 \quad a_7 = 0.3333$$

$$a_4 = -7.5152 * 10^{-4} \quad a_8 = -1$$

Вязкость нефти по Standing

$$\log(\mu_{od} / \rho_o) = \frac{1}{A_3[K_w - (8.24 / \gamma_o)] + 1.639 A_2 - 1.059} - 2.17$$

$$\text{где } A_1 = 1 + 8.69 \log\left(\frac{1.8T}{560}\right) \quad A_2 = 1 + 0.554 \log\left(\frac{1.8T}{560}\right)$$

$$A_3 = -0.1285 \frac{(2.87 A_1 - 1) \gamma_o}{2.87 A_1 - \gamma_o}$$

$$\rho_o = \frac{\gamma_o}{1 + 0.000321(1.8T - 520)10^b}$$

$$b = 0.00462(141.5 / \gamma_o - 131.5)$$

Вязкость нефти по Beal-Standing

Вязкость дегазированной нефти

$$\mu_{od} = [0.32 + \frac{1.8 \cdot 10^7}{(\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5)^{4.53}}] (\frac{360}{1.8T - 260})^a$$

$$a = 10^c \quad c = 0.43 + \frac{8.33}{\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5}$$

При $P \leq P_b$

$$\mu_{os} = (10^d)(\mu_{od})^b$$

$$d = 5.6148 \cdot R_s \cdot (0.1235 \cdot 10^{-5} \cdot R_s - 7.4 \cdot 10^{-4})$$

$$b = \frac{0.68}{10^{4.84 \cdot 10^{-4} R_s}} + \frac{0.25}{10^{6.176 \cdot 10^{-3} R_s}} + \frac{0.062}{10^{2.1 \cdot 10^{-2} R_s}}$$

При $P > P_b$

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.145 \cdot (P - P_b) (0.024 \mu_{ob}^{1.6} + 0.038 \mu_{ob}^{0.56})$$

μ_{ob} – вязкость при P_b

Вязкость нефти по Glaso

$$\mu_{od} = 3.141 \cdot 10^{10} \cdot (1.8T - 460)^{-3.444} \cdot (\log(141.5 / \gamma_o - 131.5))^b$$

$$b = 10.313 \cdot \log(1.8T - 460) - 36.447$$

$$\mu_{os} = -0.06821 + 0.9824 \cdot d + 0.0004034 \cdot d^2$$

$$d = (0.2001 + 0.8428 \cdot 10^{-0.004747 \cdot R_s}) \cdot \mu_{od}^a$$

$$a = 0.43 + 0.5165 \cdot 10^{-0.00455 \cdot R_s}$$

$$\mu_o = 1.00081 \cdot \mu_{ob} + 0.16353 \cdot (P - P_b) \cdot (-0.006517 \mu_{ob}^{1.8148} + 0.038 \mu_{ob}^{1.59})$$

Газпром нефть | **238**

Вязкость нефти по Al-Khafaji

$$\mu_{od} = 10^a / (141.5 / \gamma_o - 131.5 + \frac{(1.8T - 460)}{30} - 14.29)^{2.709}$$

$$a = 4.9563 - 0.00488 \cdot (1.8T - 460)$$

$$\mu_{os} = A1 \cdot (\mu_{od})^{A2}$$

$$A1 = 0.247 + 0.2824 \cdot A0 + 0.5657 \cdot A0^2 - 0.4065 \cdot A0^3 + 0.0631 \cdot A0^4$$

$$A2 = 0.894 + 0.0546 \cdot A0 + 0.07667 \cdot A0^2 - 0.0736 \cdot A0^3 + 0.01008 \cdot A0^4$$

$$A0 = \log(5.6146 \cdot R_s)$$

Упражнение 13

Газпром нефть | **24**
©

Каковы критерии выбора корреляций



Газпром нефть | 241

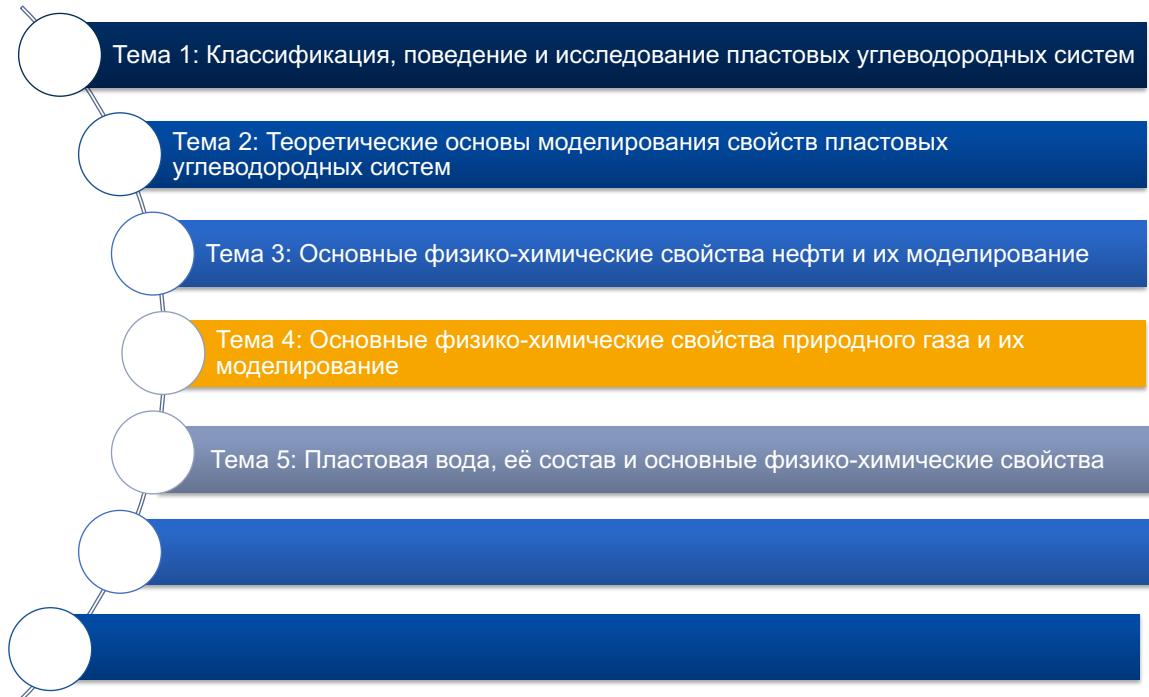
Существует множество корреляций для нефти разных регионов, полученных для схожих параметров.

№	Корреляции	Год	Модель нефти	Легкая (%)	Средняя (%)	Тяжелая (%)	γ_0	γ_g	R_{S0} (м ³ /м ³)	T (K)
1.	Standing	1947	105 проб Калифорнийской сырой нефти	5	15	80	0,956-0,724	0,59-0,95	3,6-254	311-400
2.	Lasater	1958	137 проб Канада, США, Южная Америка	нет данных	нет данных	нет данных	0,947-0,775	0,574-1,223	0,5-517	301-407
3.	Glaso	1980	60 проб Северного моря	73,3	17,1	9,6	0,92-0,778	0,65-1,276	16-470	300-411
4.	AL-Marhoun	1988	69 проб Ближнего Востока	19,6	78,5	1,9	0,938-0,803	0,752-1,367	4,6-285	297-389
5.	Labedi	1990	97 проб Ливия, 27-Нигерия, 4-Ангола	94,4	5,6	0	0,916-0,771	0,579-1,251	2,3-600	311-425
6.	Petrosky, Farhad	1993	84 пробы Мексиканского залива	4	23,3	72,7	0,955-0,805	0,578-0,852	38,6-250	319-415
7.	Kartoatmodjo, Schmidt	1994	740 проб Индонезия, Ближний Восток, Северная Америка	нет данных	нет данных	нет данных	0,97-0,743	0,379-1,709	0-515	297-433
8.	Farshad, Leblanc	1992	98 проб сырой нефти Колумбии	10	20	70	0,93-0,827	0,573-1,337	11,7-219	нет данных
9.	Velarde, McCain	1997	2097 проб по всему миру	нет данных	нет данных	нет данных	0,989-0,754	0,555-1,367	1,8-333	294-437
10.	Elsharkawy, Alikhan	1997	175 проб сырой нефти Кувейта	92	8	0	0,935-0,812	0,663-1,268	6,9-283	327-394
11.	Al-Shammaisi	1999	1243 пробы по всему миру	нет данных	нет данных	нет данных	1,03-0,725	0,51-3,44	1,1-587	296-445
12.	Valko, McCain	2003	1745 проб по всему миру	нет данных	нет данных	нет данных	1,03-0,725	0,555-1,685	1,8-395	288-445
13.	Hemmati, Kharrat	2007	287 проб иранской сырой нефти	8	22	70	0,941-0,787	0,523-1,415	22,3-390	298-416

Выбор подходящего набора корреляций для новых объектов –
сложный вопрос. Разные подходы к выбору

Работает – не трогай	Простые правила	На основе исследования проб		
<ul style="list-style-type: none"> Использование настроек программного обеспечения по умолчанию 	<ul style="list-style-type: none"> На основе плотности нефти На основе региона Как на соседнем месторождении 	<ul style="list-style-type: none"> Нужны представительные пробы Нужны результаты исследований проб, представленные в «правильном» виде 		
Параметры	Модели сырой нефти			
	Калифорнийская	Северного моря	Ближнего Востока	Для всех залежей
Тяжёлая нефть, >870кг/м ³	Standing	-	-	
Средняя нефть, 850<<870кг/м ³	-	-	Al-Marhoun Al-Khafaji	McCain
Легкая нефть, <850кг/м ³	-	Glaso	-	

Газпром нефть | 243



Газпром нефть | 244

Тема 4: Основные физико-химические свойства природного газа и их моделирование

- Моделирование PVT- свойств природных газоконденсатных систем с использованием уравнения состояния
- Корреляции для расчета физико-химических свойств природного газа
- Расчеты физико-химических свойств природного газа по данным месторождений компании (практическое занятие).

Применение кубических уравнений состояния для моделирования природных газоконденсатных смесей

Моделирование природных газоконденсатных смесей:

- типичные исходные данные для моделирования
- алгоритм моделирования пластовой смеси с разбивкой на фракции группы C5 + высшие
- расчет критических параметров и ацентрического фактора компонент-фракций группы CN + (N=5, 6, 7, ...)
- принципы уменьшения числа компонентов в модели пластовой смеси
- способы «подгонки» результатов моделирования к экспериментальным данным
- экспериментальные данные, необходимые для процедуры адаптации при моделировании природных газоконденсатных систем с использованием программно-вычислительных комплексов.

Типичные исходные данные для моделирования,
имеющиеся в России и странах СНГ
(на примере пластовой смеси месторождения К, инт.
перф. 4975 – 4997 м)

Состав пластового газа

Компонент	Содержание, % мол.
N ₂	0.81
CO ₂	5.46
H ₂ S	3.21
CH ₄	70.06
C ₂ H ₆	6.08
C ₃ H ₈	2.72
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0.66
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	1.32
<i>i</i> -C ₅ H ₁₂	0.95
<i>n</i> -C ₅ H ₁₂	0.97
C ₆	1.00
C ₇₊	6.76

Состав пластового газа

- Потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе в расчете на 1 м³ газа

<i>Сепарации</i>		<i>Сухого</i>		<i>Пластового</i>	
г/м3	см3/м3	г/м3	см3/м3	г/м3	см3/м3
778	960	714	881	645	796

- Компонентный состав газов сепарации, дегазации, дебутанизации
 - Плотность ρ_4^{20} и молекулярная масса М дегазированного (дебутанизированного) конденсата (STO)
- $$\rho_4^{20} = 0.8105 \quad M_{STO} = 165$$

Газпром нефть | 249

Состав пластового газа

- ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ ДЕГАЗИРОВАННОЙ УВ ЖИДКОСТИ (КОНДЕНСАТА, STO)

<i>Отгон, % об.</i>	<i>Температура, °C</i>
Начало кипения	50
10	105
20	130
30	155
40	190
50	239
60	285
70	340
Температура конца кипения, °C	> 360
Общий выход, % об.	76
Остаток, % об.	23
Потери при перегонке, % об.	1

Газпром нефть | 250

Алгоритм моделирования пластовой газоконденсатной смеси с разбивкой на фракции группы C5 + высшие (C5+)

1) Полагаем, что модель дегазированного конденсата (STO) состоит из N фракций:

$$N = 7$$

2) Определяем плотность $(\rho_4^{20})_k$ и молекулярную массу M_i каждой фракции. Для фракций 1, ..., N-1 используют экспериментальные значения или интерполируют данные для SCN-фракций (Katz,Firoozabadi, Whitson)

$$(\rho_4^{20})_k = F(\bar{T}_b).$$

$$(\rho_4^{20})_N = \frac{(\rho_4^{20})_{STO} - \sum_{i=1}^{N-1} V_i (\rho_4^{20})_k}{V_N}$$

$$M_N = \frac{(\rho_4^{20})_N V_N}{\frac{\rho_{STO}}{M_{STO}} - \sum_{i=1}^{N-1} (\rho_4^{20})_k V_i / M_i}$$

Свойства фракций дегазированного конденсата (STO)

<i>Фракция</i>	<i>Средняя температура кипения</i>	<i>Плотность</i> ρ_4^{20}	<i>Молярная масса</i>
	<i>C</i>		<i>г/моль</i>
STO1	77.5	0.7005	91.1
STO2	117.5	0.7490	110.6
STO3	142.5	0.7665	125.4
STO4	172.5	0.7827	145.1
STO5	214.5	0.8047	175.2
STO6	262.0	0.8320	211.8
STO7	-	0.8717	245.3

-
- 3) Вычисляем мольную долю каждой фракции в дегазированном конденсате (STO)

$$x_i^{STO} = \frac{(\rho_4^{20})_i V_i / M_i}{\sum_{j=1}^N (\rho_4^{20})_j V_j / M_j}.$$

- 4) Выделяем в отдельную фракцию компоненты группы C5+, перешедшие в газовую fazу при сепарации, дегазации, дебутанизации. Оцениваем плотность

$(\rho_4^{20})_{C5+}^g$ и молярную массу M_{C5+}^g этой фракции (по компонентному составу или по корреляциям).

Для рассматриваемого примера $M_{C5+}^g = 76.0$ г/моль,

$$(\rho_4^{20})_{C5+}^g = 0.6459.$$

Средняя температура кипения фракции 42.6 °C.

5) Рассчитываем молярную массу группы C₅₊ пластовой смеси

$$M_{C5+} = \frac{\Pi_{C5+} \times 2.404}{z_{C5+}} = \frac{645 \times 2.404}{9.68} = 160.2$$

где Π_{C5+} - потенциальное содержание C₅₊, г/м³ пластовой смеси.

6) Определяем мольную долю дегазированного конденсата (STO) в группе C₅₊ пластовой смеси x_{STO} .

Из системы уравнений

$$(x_{STO} M_{STO}) + (x_{C5+}^g M_{C5+}^g) = M_{C5+}$$

$$x_{STO} + x_{C5+}^g = 1$$

следует, что

$$x_{STO} = \frac{M_{C5+} + M_{C5+}^g}{M_{STO} - M_{C5+}^g} = \frac{160.2 - 76.0}{165.0 - 76.0} = 0.946$$

7) Вычисляем мольную долю в пластовой смеси каждой из (N+1) фракций группы C₅₊:

$$z_{C5+}^g = z_{C5+} \cdot (1 - x_{STO}) = 9.68 \times (1 - 0.946) = 0.524$$

$$z_i^{STO} = z_{C5+} \cdot x_{STO} \cdot x_i^{STO}$$

Итоговый состав модели пластового газа

<i>Компонент</i>	<i>Доля в пластовом газе z_i, % мол.</i>
N2	0.81
CO2	5.46
H2S	3.21
CH4	70.06
C2H6	6.08
C3H8	2.72
i-C4H10	0.66
n-C4H10	1.32
1_C5+ (g)	0.524
2_C5+ (STO1)	1.577
3_C5+ (STO2)	1.263
4_C5+ (STO3)	1.139
5_C5+ (STO4)	1.005
6_C5+ (STO5)	0.856
7_C5+ (STO6)	0.732
8_C5+ (STO7)	2.584

Газпром нефть | 256

Метод C.Whitson разбиения на фракции группы с_n +
высшие (с_{n+}, n= 6, 7,...) (splitting of the plus fraction
into sub-fractions)

Требуемые данные о группе C_{N+}:

- Молярная масса M_{N+}
- Относительная плотность по воде γ_o
- Мольная доля в смеси
- Число фракций (псевдокомпонент)

Мольная доля фракции i в группе C_{N+}

$$z_i = z_{CN+} \cdot \int_{M_{i-1/2}}^{M_{i+1/2}} p(M) dM$$

$M_{i-1/2}, M_{i+1/2}$ - нижняя и верхняя границы молярной массы вещества в i -й фракции.

Вероятностная плотность распределения фракций описывается 3-параметрической гамма-функцией

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \cdot \exp\left[-\frac{M - \eta}{\beta}\right]}{\beta^\alpha \cdot \Gamma(\alpha)}$$

- α дает форму распределения
- η = минимальная мол. масса вещества в группе C_{N+}
- $\beta = (M_{N+} - \eta) / \alpha$

Расчет критических параметров и ацентрического фактора компонент-фракций группы CN+ (N=5, 6, 7,...)

-
- Применение уравнения состояния требует знания T_c, p_c, ω для каждого компонента смеси
 - Для «чистых» компонентов используются справочные данные
 - Для фракций группы C_{N+} (5, 6, 7...) применяют эмпирические методы оценки T_c, p_c, ω

Параметр	Зависимости	Авторы
T_c	$T_c = f(T_b, \gamma)$	Cavett Kesler & Lee Riazi & Daubert
p_c	$p_c = \psi(T_b, \gamma)$	Cavett Kesler & Lee Riazi & Daubert
ω	$\omega = \varphi(T_b, T_c, p_b, p_c)$	Edmister Kesler & Lee

Эффективный метод оценки критического давления и ацентрического фактора компонент-фракций

Известны следующие свойства фракции:

- Средняя температура кипения T_b
- Плотность при стандартных условиях ρ_{sc}
- Молярная масса M
- Критическая температура (расчитана по одной из корреляций)

Значения p_c , ω определяем из решения системы 2-х алгебраических уравнений:

- 1) Уравнение состояния при стандартных условиях ($p_{sc}, T_{sc}, v = M / \rho_{sc}$):

$$p_{sc} - \frac{RT_{sc}}{(v - b)} + \frac{\alpha}{(v + c)(v + d)} = 0$$

- 2) Выражение Эдмистера для ацентрического фактора:

$$\omega - \frac{3}{7} \cdot \frac{T_b}{(T_c - T_b)} \cdot \lg \frac{p_c}{p_b} + 1 = 0$$

*Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона*

**Значения критических параметров и
ацентрического фактора
компонент-фракций группы C₅₊
модели пластового газа**

Компонент	T _C °C	P _C бар	ω
1C5+	207.7	32.30	0.2323
2C5+	248.6	30.54	0.2938
3C5+	297.1	28.51	0.3512
4C5+	324.6	26.59	0.3879
5C5+	356.2	24.36	0.4357
6C5+	399.3	21.81	0.5072
7C5+	447.3	19.70	0.5950
8C5+	495.9	18.80	0.6811

Газпром нефть | 262

*Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона для
пластового газа месторождения К*

Сепарация пластовой смеси при 60 бар и 30 °C

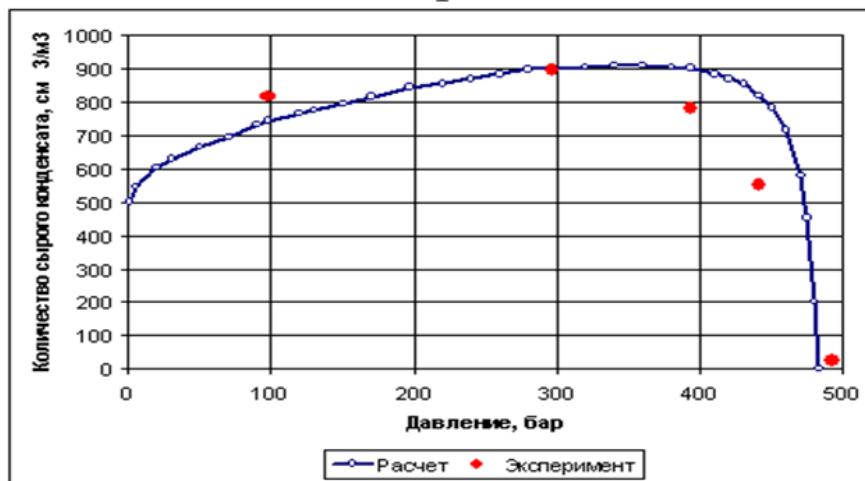
Конденсатогазовый фактор, см ³ /м ³		
Эксперимент	Расчет	Отклонение, %
1200	1165	2.9

**Результаты дифференциальной конденсации
(CVD)**

Коэффициент извлечения С ₅₊ при 1.013 бар		
Эксперимент	Расчет	Отклонение, %
0.26	0.26	0

**Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона**

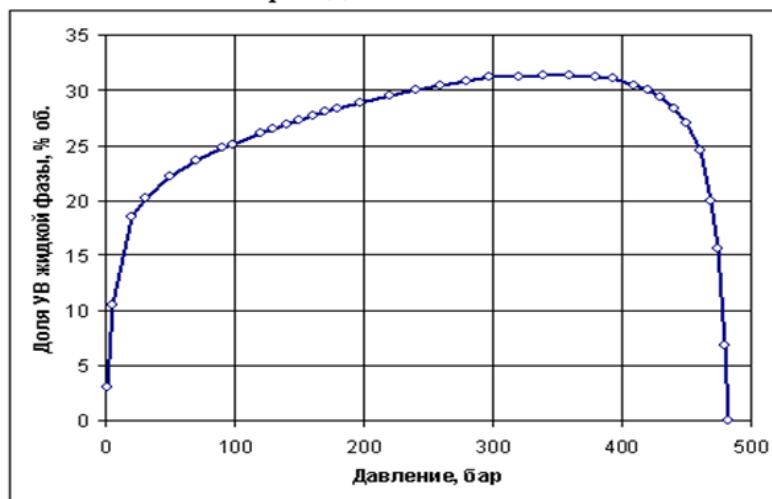
Кривая дифференциальной конденсации
пластового газа месторождения К.



Газпром нефть | 264

**Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона**

Динамика объемной доли ретроградной жидкой фазы
при дифференциальной конденсации пластового газа
месторождения К



Газпром нефть | 265

Принципы уменьшения числа компонентов модели пластовой смеси (формирование псевдокомпонентов)

-
- Смесь состоит из 2-х групп:
 - 1) “газовой” (N₂+CO₂+H₂S+CH₄+C₂H₆+C₃H₈+C₄H)
 - 2) “жидкой” (C₅+
 - Формирование значений M, T_c, p_c, ω
псевдокомпонент “газовой” группы:

$$M = \sum_i x_i M_i$$

$$\omega = \sum_i x_i \omega_i$$

$$v_c = \left[\frac{1}{8} \sum_i \sum_j x_i x_j (v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3})^3 \right]$$

$$T_c = \left[\frac{1}{8v_c} \sum_i \sum_j (v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3}) \cdot (T_{ci} T_{cj})^{1/2} \right]$$

$$z_c = 0.2905 - 0.085\omega$$

$$P_c = z_c R T_c / v_c$$

-
- Формирование значений M, T_c, p_c, ω
псевдокомпонент группы C₅₊:

$$M = \sum_i x_i M_i$$

$$\gamma = M / \left(\sum_i x_i M_i / \gamma_i \right)$$

$$T_c = f(T_b, \gamma)$$

p_c
 ω

} из совместного решения: EOS+Edmister

Способы «подгонки» результатов моделирования к экспериментальным данным на основе корректировки параметров уравнения состояния

-
- Минимизируемая целевая функция

$$F(\vec{\xi}) = \sum_{k=1}^{n_m} [r_k(\vec{\xi})]^2$$

где $\vec{\xi} = (\xi_1, \dots, \xi_{n_r})^T$ = вектор регрессионных параметров

n_r = количество регрессионных параметров

n_m = количество экспериментальных точек

$n_m \geq n_r$

$$r_k = w_k [s_k^{(c)}(\vec{\xi}) - s_k^{(o)}] / s_k^{(o)}$$

Здесь

w_k = весовой коэффициент для k-го эксперимент. значения

$s_k^{(c)}$ = расчетное значение физической величины

$s_k^{(o)}$ = экспериментальное значение физической величины

Рекомендации по выбору регрессионных параметров

- Надо использовать минимальное число параметров
- p_c, ω для тяжелых фракций группы C₅₊ (C₆₊, C₇₊)
- C_{ij} между метаном и тяжелыми фракциями группы C₅₊
- Shift-параметр для “подгонки” плотности (z-фактора)

Результаты моделирования

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПОСТОЯННОЙ МАССЕ СМЕСИ
(название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °C

Давление	Относительный объем	Изотермический коэффициент сжимаемости	Z-фактор	Динамическая вязкость	Объемная доля УВ ретроградной жидкой фазы
<i>MPa</i>		<i>MPa⁻¹</i>		<i>mPa·с</i>	% об.
P _{НАЧ} =57.3	0.956	0.004399	1.4137	0.0736	-
55	0.966	0.004666	1.3711	0.0715	-
50	0.991	0.005354	1.2105	0.0671	-
P _{НК} =48.3	1.000	0.006056	1.1771	0.0656	0
48	1.002	-	-	-	7.3
45	1.029	-	-	-	26.5
40	1.084	-	-	-	29.3
35	1.158	-	-	-	28.5
30	1.266	-	-	-	26.4
25	1.429	-	-	-	23.3
20	1.702	-	-	-	19.3
15	2.209	-	-	-	14.4
10	3.329	-	-	-	9.1
5	6.941	-	-	-	4.0
3	11.906	-	-	-	2.2

Газпром нефть | 273

Алгоритм и результаты моделирования процесса CVD

Газпром нефть | 27
▲

Алгоритм расчета на ($j+1$)-м шаге процесса CVD (Constant Volume Depletion)

Дано на начало ($j+1$)-го этапа: число молей смеси $N_m^{(j)}$,
компонентный состав смеси $z_i^{(j)} (i=1, \dots, n)$

1. Рассчитываем парожидкостное равновесие смеси состава $z_i^{(j)} (i=1, \dots, n)$ при давлении в конце ($j+1$)-го этапа $p^{(j+1)}$
2. Вычисляем число молей жидкой фазы $N_L^{(j+1)} = N_m^{(j)} F_L$
3. Определяем объем, занимаемый жидкой фазой: $V_L^{(j+1)} = N_L^{(j+1)} M_L^{(j+1)} / \rho_L^{(j+1)}$
4. Рассчитываем объем, который займет паровая фаза в конце ($j+1$)-го этапа (после выпуска газа): $V_V^{(j+1)} = V_m^{(0)} - V_L^{(j+1)}$
5. Вычисляем число молей паровой фазы в конце ($j+1$)-го этапа

$$N_V^{(j+1)} = V_V^{(j+1)} p_V^{(j+1)} / (z_V^{(j+1)} RT)$$

6. Определяем число молей смеси в конце ($j+1$)-го этапа

$$N_m^{(j+1)} = N_V^{(j+1)} + N_L^{(j+1)}$$

7. Рассчитываем мольный состав смеси, оставшейся в бомбе PVT в конце ($j+1$)-го этапа

$$z_i^{(j+1)} = \frac{N_V^{(j+1)} y_i + N_L^{(j+1)} x_i}{N_m^{(j+1)}}$$

Газпром нефть | 275

Алгоритм расчета на $(j+1)$ -м шаге процесса CVD (Constant Volume Depletion)

Компонентоотдача i -го компонента на конец $(j+1)$ -го этапа снижения давления определяется как отношение извлеченной в составе газовой фазы массы компонента к его массе при начальном давлении:

$$\alpha_i^{(j+1)} = 1 - \frac{N_m^{(j+1)} z_i^{(j+1)}}{N_m^{(0)} z_i^{(0)}}$$

Конденсатоотдача (группа С₅₊) вычисляется так:

$$\alpha_{C_{5+}}^{(j+1)} = 1 - \frac{N_m^{(j+1)} z_{C_{5+}}^{(j+1)} M_{C_{5+}}^{(j+1)}}{N_m^{(0)} z_{C_{5+}}^{(0)} M_{C_{5+}}^{(0)}}$$

**РЕЗУЛЬТАТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ
СМЕСИ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °C**

Характеристика ретроградной УВ жидкой фазы

Давление <i>MPa</i>	Объемная доля ретроградной УВ жидкой фазы <i>% об.</i>	Пластовые потери насыщенного конденсата *) <i>см³/м³</i>
Рнк=48.3	0.	0.
48	6.9	200.9
47	20.0	580.2
45	27.0	785.1
41	30.5	884.3
38	31.3	907.6
34	31.4	910.3
29.7	31.2	904.3
24	30.0	870.7
19.7	29.1	845.5
15	27.3	792.6
9.8	25.8	750.8
5	22.2	664.5
1	14.8	574.9
0.1	3.0	501.5

*) объем в пластовых условиях ретроградного сырого конденсата по отношению
к начальному объему пластового газа, приведенному к стандартным
термобарическим условиям

**РЕЗУЛЬТАТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ
СМЕСИ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °C**

Свойства пластового газа (добыываемой смеси)

Давление <i>MPa</i>	<i>Z</i> -фактор при пластовых условиях	Динамическая вязкость при пластовых условиях <i>mPa·с</i>	Относительная плотность (по воздуху)	Молярная масса	
				Пластового газа	Группы <i>C₅₊</i>
<i>P_{НК}</i> =48.3	1.1771	0.0656	1.196	34.65	160.2
45	1.0872	0.0566	1.054	30.51	150.4
41	1.0152	0.0480	0.970	28.09	142.1
38	0.9713	0.0431	0.926	26.82	136.6
34	0.9221	0.0376	0.881	25.50	129.7
29.7	0.8797	0.0325	0.842	24.37	122.9
24	0.8411	0.0263	0.801	23.20	114.6
19.7	0.8279	0.0222	0.778	22.54	109.2
15	0.8323	0.0184	0.761	22.03	104.0
9.8	0.8623	0.0155	0.753	21.82	99.4
5	0.9131	0.0139	0.770	22.31	96.2
1	0.9725	0.0128	0.911	26.39	94.7
0.1	0.9909	0.0107	1.602	46.39	97.3

Прим.: Динамика значений физических свойств пластового газа (в том числе *Z*-фактора и динамической вязкости) при давлениях выше *P_{НК}* определяется результатами исследований при постоянной массе смеси, поскольку при давлении выше *P_{НК}* система однофазная и ее компонентный состав не изменяется.

РЕЗУЛЬТАТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ

СМЕСИ _____ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °С

Содержание группы УВ C₃₊ (стабильного конденсата) в пластовом газе

Давление МПа	% мол.	На пластовый газ		На сухой газ	
		г/м³	см³/м³	г/м³	см³/м³
P _{НК} =48.3	9.68	645	801.2	714.2	887
45	7.35	459.8	578.7	496.3	624.6
41	5.95	351.7	448.3	373.9	476.5
38	5.18	294.5	381.0	310.6	401.8
29.7	3.58	182.9	241.2	189.7	250.1
24	2.70	128.7	172.7	132.3	177.5
19.7	2.13	96.9	131.7	99	134.5
15	1.63	70.5	97.1	71.7	98.7
9.8	1.27	52.5	73.2	53.2	74.2
5	1.27	50.8	71.6	51.4	72.4
3	1.58	62.6	88.5	63.6	89.9

*) масса (г) или объем группы C₃₊, приходящиеся на 1 ст.м³ пластового газа (добыываемой

$$\text{смеси): } C_{3+} (\text{г/м}^3) = \frac{\sum y_i M_i}{0.02404}; \quad C_{3+} (\text{см}^3/\text{м}^3) = \frac{\sum y_i M_i / \rho_i}{0.02404} \cdot 1000;$$

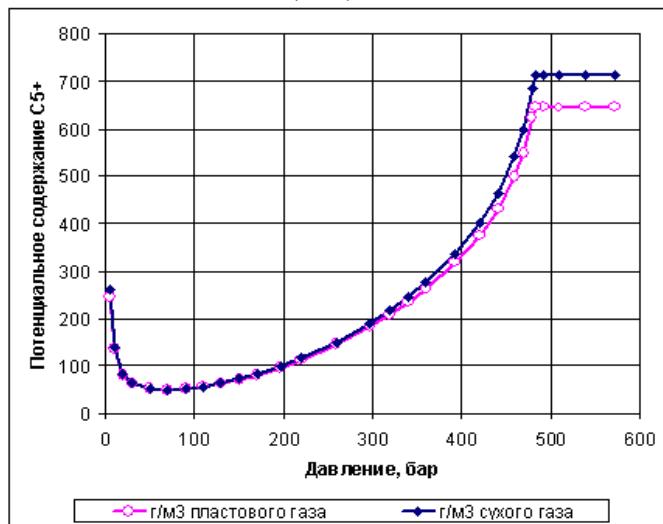
**) масса (г) или объем группы C₃₊, приходящиеся на 1 ст.м³ добываемого сухого газа:

$$C_{3+} (\text{г/м}^3) = \frac{\sum y_i M_i}{0.02404(1 - y_{C_{3+}})}; \quad C_{3+} (\text{см}^3/\text{м}^3) = \frac{\sum y_i M_i / \rho_i}{0.02404(1 - y_{C_{3+}})} \cdot 1000$$

Здесь y_i, M_i, ρ_i – соответственно мольная доля, молярная масса (г/моль), плотность при стандартных условиях (кг/м³) i –го компонента.

**Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона**

Изменение потенциального содержания
конденсата (C_{5+}) в пластовом газе



Газпром нефть | 280

**РЕЗУЛЬТАТЫ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ КОНДЕНСАЦИИ
СМЕСИ _____ (название) ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 88 °C**

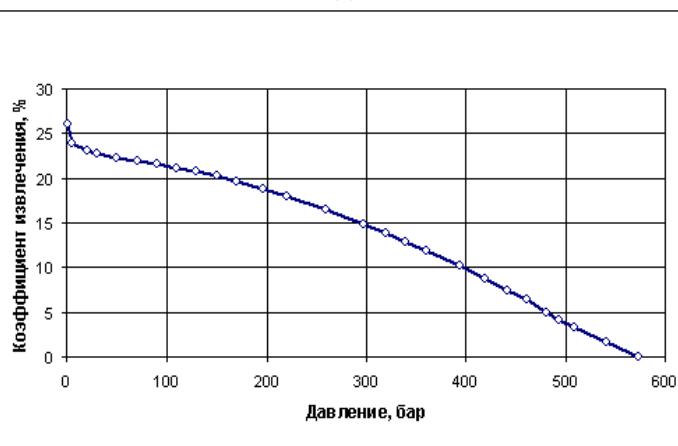
Динамика коэффициента извлечения пластовой смеси, группы C₅₊, (стабильного конденсата) и сухого газа

<i>Давление</i> МПа	<i>Коэффициент извлечения, % мас.</i>		
	Пластовая смесь	C ₅₊	Сухой газ
P _{НАЧ} =57.3	0	0	0
55.0	1.1	1.1	1.1
50.0	3.7	3.7	3.7
P _{НК} =48.3	4.7	4.7	4.7
45.0	7.2	6.9	7.4
41.0	10.4	9.3	11.4
38.0	13.0	10.9	14.8
29.7	21.3	14.9	26.5
24.0	28.2	17.3	37.0
19.7	34.1	18.8	46.4
15.0	41.1	20.2	58.1
9.8	49.3	21.4	71.9
5.0	57.0	22.3	85.1
3.0	60.2	22.7	90.5
1.0	63.7	23.4	96.2
0.1013*)	66.6	26.0	99.5

*) согласно требованиям ГКЗ РФ, приводится коэффициент извлечения конденсата (C₅₊) при давлении 0.1013 МПа.

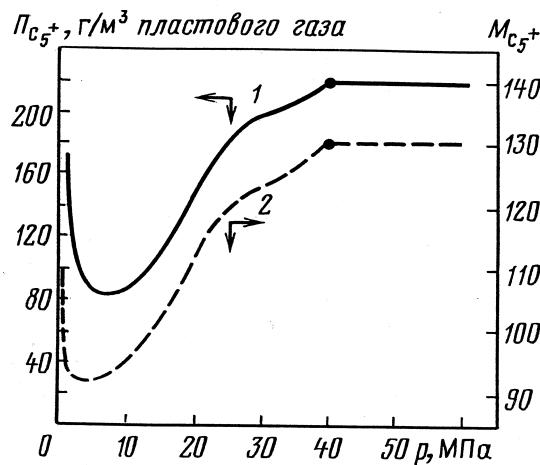
**Результаты моделирования с применением
уравнения состояния Пенга-Робинсона**

**Динамика коэффициента извлечения
конденсата (C_{5+}) при снижении
пластового давления**

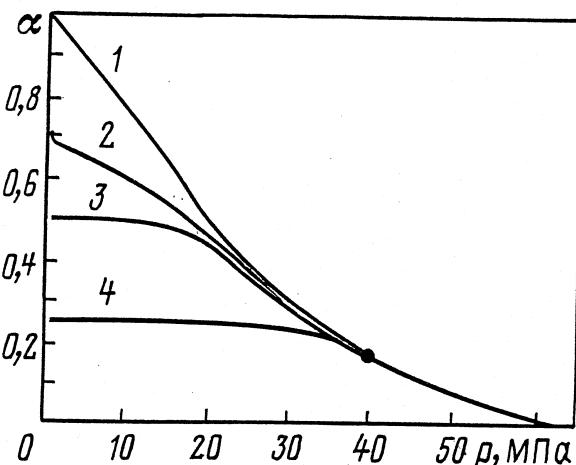


Газпром нефть | 282

Иллюстрация результатов математического моделирования контактно-дифференциальной конденсации пластовой смеси газоконденсатного месторождения с повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода



Зависимости от пластового давления потенциального содержания (1) и молярной массы (2) группы C_{5+} в добываемом газе по результатам моделирования контактно-дифференциальной конденсации пластовой смеси при температуре 110 °С. Точки соответствуют давлению начала конденсации



Динамика газо- (1), конденсато- (2) и компонентоотдачи на примере фракций дебутанизированного конденсата ДБК₅ (3) и ДБК₁₀ (4) по результатам моделирования контактно-дифференциальной конденсации пластовой смеси. Точка соответствует началу конденсации

Корреляции для расчета физико-химических свойств природного газа

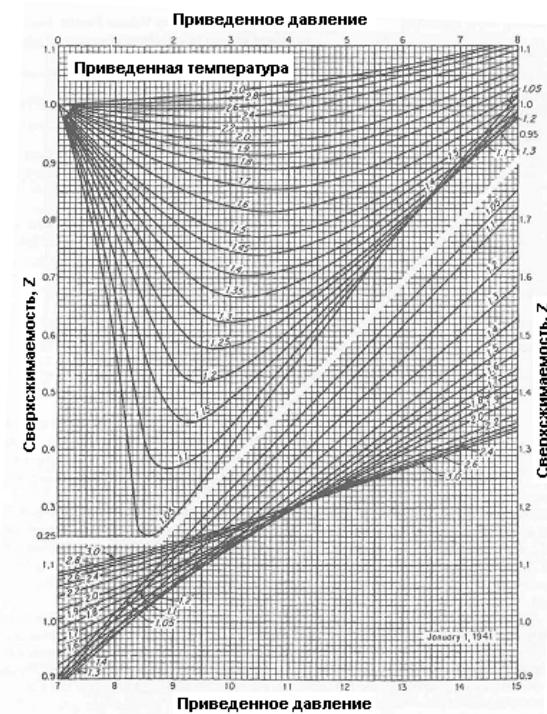
Коэффициент сжимаемости (Z – фактор)

Z – фактор учитывает реальные свойства газа

$$Z = \frac{PV}{RT}$$

Коэффициент сжимаемости газа (z-фактор)

Диаграмма Standing-Katz



Приведенное давление $P_{pr} = P/P_{pc}$

$$P_{pc} = 5,219 - 0,903\tau_g - 0,00178 \tau_g^2$$

Приведенная температура $T_{pr} = T/T_{pc}$

$$T_{pc} = 94 + 194,2 \tau_g - 41,1 \tau_g^2$$

где:

τ_g -относительная плотность газа

P -давление, МПа

T -температура, К

Газпром нефть | 287

Коэффициент сжимаемости газа (z-фактор)

$$z = A + (1 - A) \exp(-B) + CP_{pr}^D$$

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101$$

$$B = P_{pr} (0.62 - 0.23T_{pr}) + P_{pr}^2 \left[\frac{0.066}{(T_{pr} - 0.86)} - 0.037 \right] + \frac{0.32P_{pr}^6}{\exp[20.723(T_{pr} - 1)]}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{pr}$$

$$D = \exp(0.715 - 1.128T_{pr} + 0.42T_{pr}^2)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \begin{aligned} P_{pc} &= 4.9 - 0.4\gamma_g \\ T_{pc} &= 95 + 171\gamma_g \end{aligned}$$

Газпром нефть | 288

Коэффициент сжимаемости газа (z-фактор)

$$Z = (0,4 \log_{10} T_{pr} + 0,73)^{P_{pr}} + 0,1 P_{pr}$$

$$\begin{aligned} T_{pr} &= \frac{T}{T_{pc}} & P_{pr} &= \frac{P}{P_{pc}} & P_{pc} &= 4.9 - 0.4\gamma_g \\ & & & & T_{pc} &= 95 + 171\gamma_g \end{aligned}$$

Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. М.: Недра, 1984, с.142

Плотность газа

$$\rho_g = 3492,4 \gamma_g \frac{P}{Z \cdot T} \quad \text{где}$$

ρ_g – плотность газа, $\text{кг} / \text{м}^3$

γ_g – относительная плотность газа

P – давление газа, МПа

T – температура газа, К

Z – коэффициент сжимаемости

Объемный коэффициент газа

$$B_g = V/V_{ct} = (zNRTp_{ct})/(NRTp) = z(p_{ct}/p)(T/T_{ct})$$

Поскольку $p_{ct}/T_{ct} = 0101325/293,15 = 0,0003456$, то

$$B_g = 0,3456 \cdot 10^{-3} \frac{Z \cdot T}{P}, где$$

P – давление, МПа

T – температура, К

Вязкость газа по Lee, Gonzalez, Eakin

$$\mu_g = A \cdot 10^{-4} \exp(B(10^{-3} \cdot \rho_g)^C)$$

Коэффициенты равны:

$$A = (22,7 + 0,0483M)T^{1,5} / (209 + 19M + 1,8T)$$

$$B = 3,5 + 0,01M + 547,8 / T$$

$$C = 2,4 - 0,2B \quad \text{где}$$

μ_g – вязкость газа, $\text{мПа} \cdot \text{с}$

ρ_g – плотность газа, $\text{кг} / \text{м}^3$

M – молекулярный вес газа

T – температура, K

Упражнение 14

Коэффициент межфазного натяжения на границе газ/нефть

$$\sigma_O = C \sigma_T$$

где $C = 1 - 0,235P^{0,45}$

$$\sigma_T = 10^{-3} \cdot (71,31 - \frac{36,38}{\gamma_o}) \text{ для } T > 311K$$

$$\sigma_T = 10^{-3} \cdot ((72,81 - \frac{36,38}{\gamma_o}) - (0,026 \cdot T - 1,771)) \text{ для } T \leq 311K$$

σ -межфазное натяжение на границе газ/нефть, н/м

P-давление, МПа Т-температура, К

Коэффициент межфазного натяжения на границе газ/вода

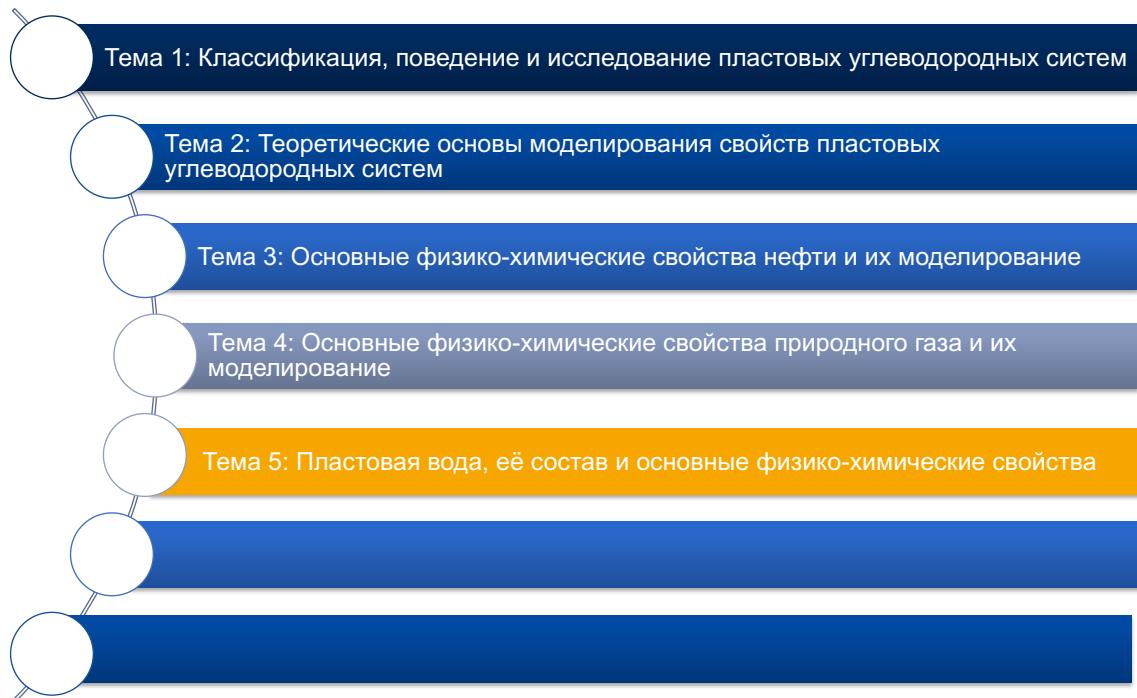
$$\sigma_w = 10^{-3} \left(75 - 6,296 \cdot P^{0,349} - \frac{(1,8T - 534)(22 - 6,296 \cdot P^{0,349} + 2,5256 \cdot P^{0,637})}{206} \right)$$

где:

P-давление, МПа

T-температура, К

σ -межфазное натяжение, н/м



Газпром нефть | 296

Классификация пластовых вод

По ионному составу

- Ионы растворимых солей и микроэлементов
- Коллоидные частицы (SiO_2 , Al_2O_3)
- Растворенные газы (CO_2 , H_2S , N_2 , CH_4)

По степени минерализации

- Пресная вода (1 г/л)
- Солоноватая вода (< 10 г/л)
- Соленая вода (< 50 г/л)
- Рассолы (> 50 г/л)

Основные классы пластовых вод

- Гидрокарбонатные (преобладают анионы HCO_3^- , CO_3^{2-})
- Сульфатные (преобладают анионы SO_4^{2-})
- Хлоридные (преобладают анионы Cl^-)

Минерализация воды

$$C = \frac{\sum m_i}{V}$$

m – масса i-той соли в растворе

V – объем пробы пластовой воды

Обозначения и Размерности:

$W_s = m_s / (m_s + m_w)$ = массовая доля

1 ppm = 10^{-6} (доля) ; (ppm=parts per million)

Для массовых концентраций 1 ppm = 1 г/т = 1 мг/кг

Если концентрация солей в воде дана в мг/л, то для перевода в ppm требуется знать плотность раствора

Плотность минерализованной воды

$$\rho_w(P_{sc}, T_{sc}) = (1.0009 - 0.7114W_s + 0.26055W_s^2)^{-1}$$

$$\rho_w(P, T) = \frac{\rho_w(P_{sc}, T_{sc})}{1 + \frac{T - 273}{10000} (0.269 \cdot (T - 273)^{0.637} - 0.8)}$$

W_s = доля солей в водном растворе, % мас. ;

Для расчета плотности при Р,Т плотность при стандартных условиях делят на объемный коэффициент, то есть знаменатель = FVF

Газпром нефть | 300

Вязкость воды (по Brill & Beggs)

$$\mu_w = \exp(1.003 - 0.01479 \cdot (1.8T - 460) + \\ + 0.00001982 \cdot (1.8T - 460)^2)$$

Объемный коэффициент пластовой воды

$$B_w = B_{wp} (1 + XY)$$

B_{wp} – объемный коэффициент дистиллированной воды

Y – соленость воды, $\text{кг} / \text{м}^3$

$$X = 74 \cdot 10^{-8} P + (1.8T - 520)(5.47 \cdot 10^{-7} - 28.3 \cdot 10^{-10} P)$$

$$+ (1.8T - 520)^2 (-3.23 \cdot 10^{-9} + 123.25 \cdot 10^{-13} P)$$

$$B_{wp} = C_1 + C_2 P + C_3 P^2$$

$$C_1 = 0.9911 + 6.35 \cdot 10^{-5} (1.8T - 460) + 8.5 \cdot 10^{-7} (1.8T - 460)^2$$

$$C_2 = 1.5853 \cdot 10^{-4} - 5.072 \cdot 10^{-7} (1.8T - 460) + 6.628 \cdot 10^{-10} (1.8T - 460)^2$$

$$C_3 = -1.052 \cdot 10^{-6} + 1.3524 \cdot 10^{-8} (1.8T - 460) - 3.008 \cdot 10^{-11} (1.8T - 460)^2$$

Сжимаемость воды

$$C_w = (C_1 + C_2(1.8T - 460) + C_3(1.8T - 460)^2) \cdot 10^{-6}$$

$$C_1 = 559.07 - 2.82P$$

$$C_2 = -1.526 + 1.003 \cdot 10^{-2} P$$

$$C_3 = 5.695 \cdot 10^{-3} - 1.851 \cdot 10^{-5} P$$

КУРС ЧИТАЕТ:



БРУСИЛОВСКИЙ Александр Иосифович

д.т.н., проф., ведущий эксперт
ООО «Газпромнефть Научно-технический Центр»
Brusilovskiy.Al@gazpromneft-ntc.ru

ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РОСТА БРД



Контакты:

E-mail: Learning_center_BRD@gazprom-neft.ru
Телефон:
+7 (812) 3136924 (*3301)

Газпром нефть | **304**