

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	38
1.3 Типы пластовых углеводородных смесей	65
2 Лекция 24.10.2022 (Брусиловский А.И.)	83
3 Лекция 25.10.2022 (Брусиловский А.И.)	105
3.1 Исследования пластовой нефти, в которых определяются базовые параметры	105
4 Лекция 26.10.2022 (Брусиловский А.И.)	162
5 Лекция 27.10.2022 (Брусиловский А.И.)	208

Физико-химические свойства пластовых флюидов

Конспект лекций

Муравцев А.А.¹ Брусиловский А.И.²

31 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



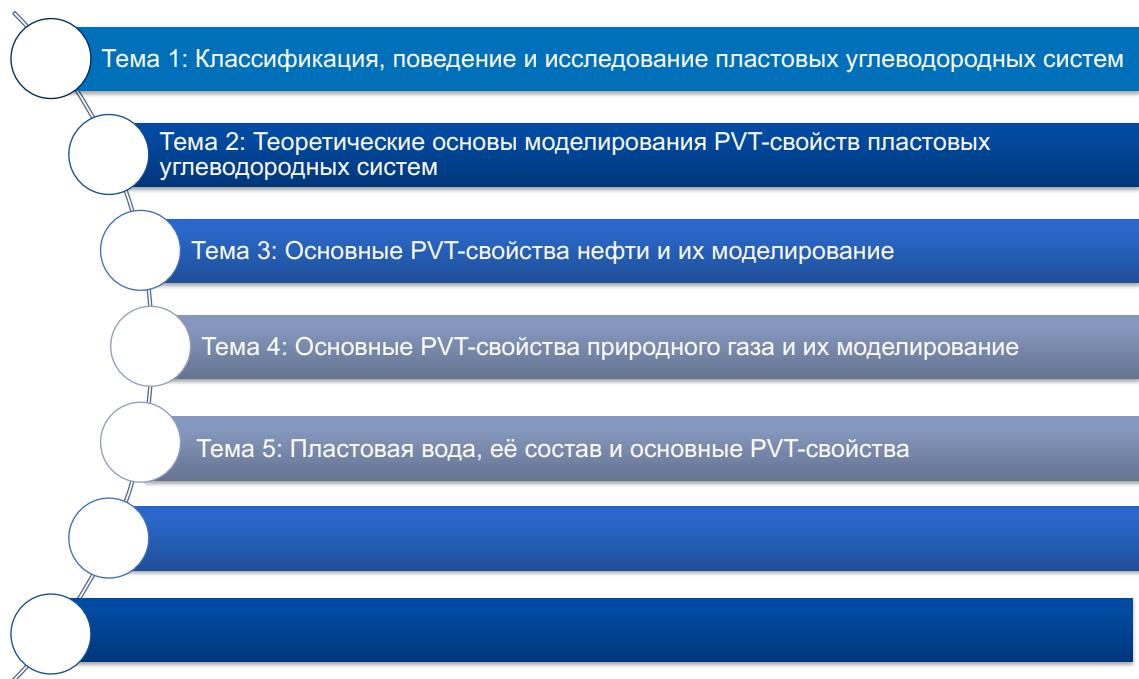
Видите на слайде «PVT-свойства нефти, газа и пластовой воды», а у вас курс называется «Физико-химические свойства пластовых флюидов». Это по сути одно и то же. Чтобы вы пони-

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

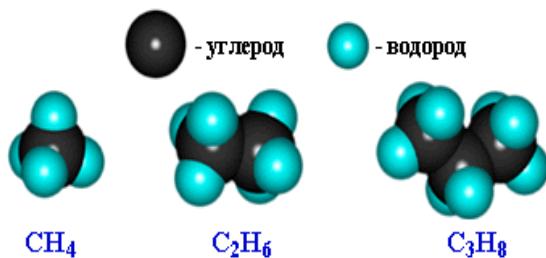
10000. В этих соединениях не только углеводороды, но и кислород, и другие компоненты. Другими словами, это очень высокомолекулярные соединения, которые могут быть в небольшом количестве, но они, выделяясь в твердую фазу, могут создавать большие проблемы с точки зрения разработки и эксплуатации месторождений, 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.

Повторение.

Значит, сначала о составе природных углеводородных систем, углеводороды различного типа приводятся на этом слайде. Пример того, какие алканы у нас в составе природных углеводородных систем. И такая особенность, что от метана до бутана, если в чистом виде, то они при стандартных условиях находятся в газообразном агрегатном состоянии. С пентана до гексадекана – жидкое агрегатное состояние, а с C_{17} и выше – твёрдое состояние. Но будучи в смеси они могут быть в газообразном и жидким состояниях. В том числе и углеводороды с большим числом атомов углерода в молекуле. То есть в смеси это обладает очень большой особенностью.

О составе нефти и природных газов

Мольная доля i -го компонента – отношение числа молей i -го 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 -го компонента к общему числу молей смеси, это есть мольная доля i -го компонента. И в примечании я написал для вас, потому что не все знают, не всех знали, но теперь будет 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.

Повторение.

Теперь напоминаю, что нефть и природные газы – это многокомпонентные системы. И в термодинамике используют для расчётов мольные доли компонент. Здесь напоминание того, как определяются мольные доли. И напоминание того, что такое моль. Более правильно, грамм-моль вещества. Дана связь между мольными и массовыми долями. Для этого нужно знать молекулярную массу каждого компонента.

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.

Повторение.

Понятно, что такое пластовые нефти. Это многокомпонентные системы, находящиеся в пластовых условиях в жидким состоянии. Любая углеводородная система, которая находится в пластовых условиях в жидким состоянии, в начальных пластовых условиях, является нефтяной системой. Та, которая находится в газовом агрегатном состоянии – это природный газ. Природные газы бывают свободные. Это газовые залежи, или газовые шапки двухфазных залежей. И бывает растворённый в нефти газ. Примеры я уже сейчас не буду повторять, естественно. До-

столько много времени я этому посвятил. Рассказывая об особенностях и указывая на то, как сразу можно определить у вас компонентный состав природного газа или же пластовой нефти. Уже будучи опытным специалистом, вы со временем сможете сразу определить. Собственно говоря, используя критерии, которые я вам даю, вы сразу можете сказать, что это нефть или это природный газ.

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

<i>Месторождение</i>	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_{5+}	N_2^*	CO_2	H_2S
<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>Сугмутское:</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

Закавказе. 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, значит, 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 были 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 вышеперечисленные? 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 основное 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, CO_2 и H_2S и просто даже если вы посмотрите на содержание $_{5+}$, так тоже можно не суммировать, потому что в сумме 100%, значит, просто посмотрите, что на Приобке в пласте АС₁₀ у нас $_{5+}$ 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 $_{5+}$, 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 Ромашкинском 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 антакоррозионном 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 антакоррозионном 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
Медвежье (сеноманская залежь)	98,78	0,10	0,02	-	-	1,00	0,10	-
Уренгойское (сеноманская залежь)	98,84	0,10	0,03	0,02	0,01	1,70	0,30	-
Уренгойское (валанжин):								
- 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	-
Ямбургское (БУ-8)	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26	0,94	-
Вуктыльское	74,80	8,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	-
Оренбургское	83,96	4,05	1,78	0,86	1,76	5,66	0,60	1,55
Астраханское	56,11	1,75	0,89	0,66	3,86	0,63	14,86	21,24
Карачаганакское:								
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 вышеперечисленных). 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 уникально-конденсатные 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 уникально-конденсатное, 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 тысячи, ну, почти километр газоносной части. Там есть внизу, ну, местами, нефтяная оторочка. И когда мы изучали это месторождение, то столкнулись с тем, что 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

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.

Повторение.

Это классификация месторождений. Однофазные: нефтяные, газовые, газоконденсатные. И двухфазные: газонефтяные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные (нефть, газ и конденсат). И особенность такая, что чистые газонефтяные и нефтегазовые согласно существующим представлениям Государственной комиссии по запасам, в определениях не акцентируется наличие конденсата, но конденсат отсутствует в газовых шапках двухфазных залежей только в том случае, если нефть тяжелая, битуминозная. И при этом просто нет в составе этой нефти легких фракций, которые могут растворяться при начальных термобарических условиях в пластовом газе. Пример, который... Презентацию можете потом более внимательно смотреть. И обратите вни-

мание, что в Сеноманских залежах у нас газ сухой, там конденсата не бывает, а конденсат при увеличении давления, температуры появляется в Валанжинских залежах, то есть в более глубокопогруженных залежах. Это относится и к чистым газоконденсатным залежам, и к двухфазным залежам, когда у нас газ контактирует с нефтью, то есть они находятся в термодинамическом равновесии. И повторяю, если в нефти есть легкие фракции, которые могут при данных термобарических условиях испариться, значит, не целиком, естественно, а часть из них испарится в газовую фазу, то это будет газоконденсатная залежь, находящаяся в равновесии с нефтяной оторочкой. То есть с точки зрения термодинамики вы уже поняли, наши газы и нефти, повторяю, многокомпонентные системы, между которыми происходит массообмен, который зависит от компонентного состава системы, от давления и от температуры. И все это изучается как экспериментально, так и осуществляется эффективное математическое моделирование.

Используемая терминология

Термин	Содержание
Промысловая нефть	Безводная жидкость составляющая продукции 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 сырую 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.

Повторение.

Напоминание по использованию терминологии. Прежде чем мы посмотрим следующие слайды, обратите внимание, товарная нефть, которая подготовлена к сдаче потребителю, то есть в систему Транснефти. И когда мы говорим о запасах нефти, мы говорим о запасах товарной нефти. Когда мы говорим о промысловой подготовке нефти в дальнейшем, мы говорим о том, что мы должны ее готовить с учетом критериев, которые должны быть при сдаче нефти потребителю.

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.

Повторение.

Но вот при сдаче нефти потребителю мы используем критерии нефти, классы, типы, группы, виды.

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.

Повторение.

Очень важная вещь — это сернистость нефти. К сожалению, в большинстве месторождений нашей страны нефть сернистая. Малосернистой нефти довольно незначительное количество, и поэтому чем выше сернистость нефти, тем ниже ее стоимость. Наличие серы, сероводорода, влияет на коррозию, влияет на товарные свойства другие, является очень нежелательным компонентом, примесью, с которой приходится бороться. Я подробно вам говорил об этом, и даже специальные монографии, вот выпущена, например, в Татнефти о подготовке сернистых нефтей. Очень хорошая книга, если запомните, кто-нибудь будет заниматься разработкой месторождений сернистых нефтей, подготовкой и так далее, очень большой опыт имеют специалисты Татнефти. В частности.

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.

Повторение.

Так, 16 слайд, типы нефти по плотности. Значит, очень важно, это указывается всегда при описании физико-химических характеристик нефтей в подсчёте запасов и в разделе соответствующем (физико-химические свойства проектов разработки). Значит, и в подсчёте запасов, и в проектах разработки обязательно есть по пластам, по залежкам описание характеристик нефтей. Значит, и в том числе, вот, сернистость и по плотности типы, и так далее. Теперь, когда

мы поставляем нефти на экспорт, то плотность их указывается не при 20 градусах Цельсия, а при 15 градусах Цельсия. Почему? Потому что у них принято стандартное условие 60 градусов Фаренгейта, это 15,56 градуса Цельсия. Ну, значит, в меньшую сторону сократили число знаков, и плотность при 15 градусах указывают. Естественно, раз у нас температура не 20 градусов Цельсия, а на 5 градусов меньше, у нас плотность соответствующих, нефти соответствующего типа становится больше.

Так вот, помимо этого, указывается выход фракций в соответствии с фракционной разгонкой. И это не указывается при описании нефтей, которые поставляются внутри страны, а на экспорт указывается. До 200 градусов это бензиновые фракции, до 300 градусов керосиновые фракции, и так далее. До 350 и дальше и более тяжелые остатки, то есть это и мазут, и битум, и так далее, и так далее, это все указывается. Указывается массовая доля серы, это то, что мы с вами уже посмотрели по массовой доле серы. И массовая доля парафин, не более 6%. Парафин – это твердые углеводороды, где число атомов углерода от 17 до 64. И, как я говорил, я повторю, выпадение парафина в твердую фазу – это большая проблема при эксплуатации нефтяных месторождений, потому что парафин при достаточно низких пластовых температурах может выпадать и в призабойной зоне, и ухудшать пути фильтрации. А наиболее часто это выпадение в стволе скважины в промысловых коммуникациях, и используют различные способы для борьбы с отложениями парафина (от механических до физико-химических). Это осложнение при добыче нефти наиболее характерное.

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, % объёмных, 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	-	-

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 отличаются, 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, свыше 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. 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 парафиностями 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. ⁻¹ (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 чем 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 лёгких 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.

Повторение.

Теперь по группам, по степени подготовки. Обязательно нефть, которая сдаётся в систему Транснефти, массовую долю воды должна быть не более половины процента во всех группах. Приводится концентрация хлористых солей, доля механических примесей не более 0.05% для всех групп. И особое значение также имеет давление насыщенных паров, давление насыщенных паров нефти, которые с 2002 года, согласно государственному стандарту, при сдаче нефти в систему Транснефти должна быть не более 0.667 бар при температуре 37.8 градусов Цельсия.

Теперь дальше. Я очень коротко напомню, о чём я говорил. Для обычных нефтей (средних, тяжёлых) температура начала кипения, она такова, она может быть 70 градусов и выше гораздо, и поэтому это условие по давлению насыщенных паров, оно практически не влияет на обычные нефти. Но особо лёгкие нефти, это да. Такая особенность для особо лёгких нефтей начало кипе-

ния, оно может быть и 50 градусов Цельсия, и даже чуть ниже, если это нефти Юрских залежей, глубокопогруженных. Теперь, так вот, для особо лёгких нефтей, которые залегают в Юрских залежах, ну и в Ачимовских тоже, то есть это глубокопогруженные залежи с высокой температурой, с высоким давлением, там начало кипения нефтей, оно может быть даже чуть-чуть, ну даже чуть-чуть меньше, чем 50 градусов Цельсия, короче, оно соответствует таким конденсатам скорее, скорее конденсатам, у которых вследствие того, что группа пентанная плюс вышекипящая, у конденсата, у них достаточно высокое количество лёгких фракций, лёгких нефтяных фракций, то есть начиная с пентан, гексан, гептан, такие компоненты, которые обычно в обычных нефтях, их крайне мало, а в особо лёгких нефтях, вот они, так сказать, уже в приличном количестве появляются. Поэтому, когда готовят нефть к сдаче в систему Транснефти, для особо лёгких нефтей, из-за того, что есть лёгкие фракции, они выкипают и теряются, происходит потеря этих наиболее лёгких фракций, если только они, ну это редкость, улавливаются каким-то образом. В общем, это и масса нефти из-за этого, которую, если бы они сохранялись, сохранились, не было бы этого требования, что упругость паров при 37.8 градусах Цельсия мерится, а раньше измерялось при температуре сдачи потребителя 20 градусов Цельсия, то есть они не терялись в таком количестве. Мало того, ну кроме всего прочего, нефтей таких особо лёгких раньше не было, до открытия залежей в Юрских отложениях, в Ачимовских, потому что не было глубокопогруженных залежей. А чем глубже бурение, тем больше будет таких залежей, и к этому нужно быть готовым. Это просто было большой неожиданностью из-за отсутствия опыта раньше.

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			

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.

Повторение.

Следующий слайд. По массовой доле сероводорода показаны виды нефти, и сероводород – это очень нежелательный элемент, но, тем не менее, он часто присутствует, и он удешевляет сильно само нефть, которая сдаётся в систему Транснефти, и его нужно извлекать. Это затраты, это ухудшение качества нефти. И радикалы, серосодержащие (этилмеркаптан, метилмеркаптан) и так далее – это очень нежелательные вещи.

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».

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, Р51858-2002. 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 такое, какое здесь показано, и оно несколько отличается от того, что пишут для нефти, которое не поставляется на экспорт.

Повторение.

Пример, который приводится в отраслевом стандарте, по тому, как обозначают нефти, обозначают обязательно при описании в подсчёте запасов для каждого пласта, для каждой залежи. Пишут после описания условное обозначение нефти, это в соответствии с массовой долей серы в дегазированной нефти, плотности, концентрации хлористых солей, массовой доли воды, и в зависимости от наличия или отсутствия сероводорода. Это ГОСТ 51858-2002. 2002 – это год издания этого ГОСТа.

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 прак-

тически 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.

Повторение.

Теперь, я не буду на этом останавливаться, мы с вами подробно в прошлый раз узнали. Ну, просто напомню, что марки Brent и WTI – особо лёгкая нефть, малосернистая. Та, которая добывается в Сибири, Siberian Light, тоже особо лёгкая и тоже на границе малосернистой и сернистой нефти. То есть в Восточной Сибири тоже добывают особо лёгкую нефть, это очень хорошо, и чуть-чуть содержание среднее превышает границу между малосернистостью и сернистостью. Но в любом случае, наличие серы – это проблема. А компания «Газпромнефть» успешно разрабатывает Приразломное месторождение на шельфе, да, и нефть там битуминозная и высокосернистая. Нефть очень ценная по химическим характеристикам.

Добыча нефти в странах по сортам, %

Плотность	Содержание серы	Россия	Казахстан	Норвегия	Ближний Восток	Ливия	Нигерия	Китай	Мексика	Венесуэла	Северная Америка
Легкая	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, влачила в существование. Там ничего особенного-то не было. И они просто обогатились именно на добываемые 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.

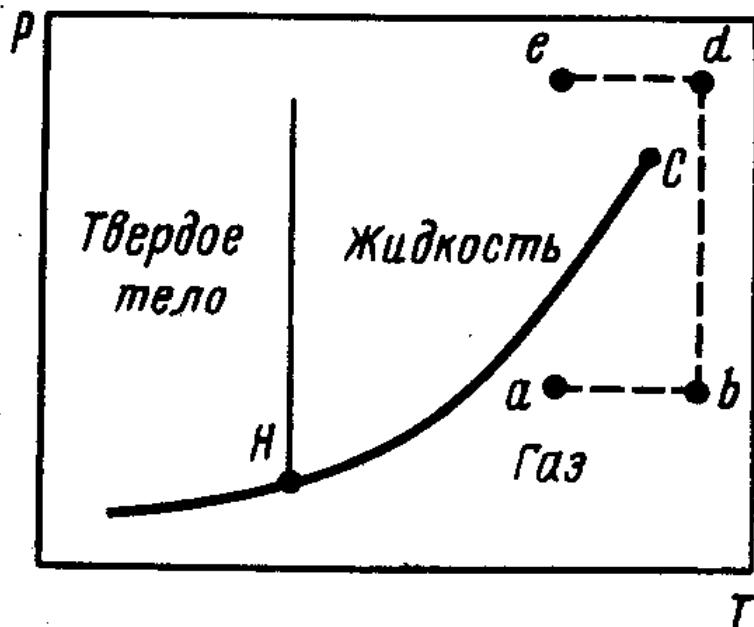
Повторение.

Фазовые диаграммы – это уже теория, да? Значит, напоминаю. Слайд 24. Правило фаз Гиббса, которое даёт ответ на два основных вопроса. Каково максимальное количество фаз в системе с числом компонентов N ? Значит, F – это обозначение от слова freedom (свобода), число степеней свободы. Когда мы приравниваем к нулю, мы получаем, для N -компонентной системы, m переносим в левую часть, получаем, $m = N + 2$. То есть, для однокомпонентной системы максимальное число фаз равно $1 + 2 = 3$.

И вот на фазовый диаграмме мы с вами видим единственную точку, где возможно сосуществование трёх фаз. А для многокомпонентной системы, а наши природные системы, они все многокомпонентные, там теоретически могло бы быть число фаз $N + 2$, например, пусть 10 компонентов [не распознано]. Метан, этан, пропан, бутан, пентан, гексан, гептан, октан, nonan, декан. Ну, то есть, это для газоконденсатных систем. Для нефти там очень много компонентов, десятки, сотни компонентов. Сейчас хроматографией до 400 компонентов определяют. Так вот, $N + 2$, то есть теоретически могло бы быть для 10-компонентной системы максимальное число фаз 12. И мы бы, конечно, если бы природа нам вдруг подарила в кавычках такое количество фаз, мы бы не разобрались. И моделировать мы не смогли бы, потому что наши математические методы моделирования для углеводородных систем промышленных, они все рассчитаны на двухфазное парожидкостное равновесие, которое практически, но всегда есть и в пластах, и в сепараторах. Две фазы – нефтяная, то есть жидкко-углеводородная, и находящаяся в равновесии с ней газовая углеводородная система, которые мы моделируем, либо раньше моделировали с применением так называемых констант фазового равновесия. Сейчас мы все это делаем с при-

менением уравнений состояния, и успешно. И вот известные программные комплексы, они все рассчитаны на то, что у нас двухфазное равновесие для углеводородных систем. Третья фаза – водная обычно, но она наиболее часто считается инертной, потому что в воде растворяется только легкий углеводород метан, в основном метан и этан, а по мере увеличения числа атомов углерода у нас уменьшается растворимость газа в воде. Так вот, практически важное значение для равновесия газ-вода – это мы определяем влагосодержание, влагосодержание природного газа. Вещь очень важная для технологов, для технологических расчетов, потому что от влагосодержания природного газа зависит условие гидратообразования. Гидраты – твердая кристаллическая фаза, которая возникает при эксплуатации месторождений природных газов и очень-очень является большой проблемой для эксплуатационников. Значит, в стволе скважины перекрывает... Вот также у нефтяников – это парафинотложение, а у газовиков – большущая проблема гидратообразования. И для, значит, избежания гидратообразования закачивают ингибиторы метанол, этиленгликоль и какие-то другие (это спирты, которые растворяются в воде и уменьшают концентрацию водных молекул), и поэтому температура гидратообразования, она сдвигается, становится более низкой. И вопрос заключается в том, сколько нам нужно закачивать ингибиторы для того, чтобы гидраты не образовались. Это достаточно дорогая процедура, но она осуществляется, потому что другое – это подогрев, ну и так далее. Существуют разные методы, но наиболее часто применяемые в технологии разработки месторождений природных газов – это закачка метанола. Вот каково максимальное число фаз. Поэтому я уже говорил в прошлый раз, что, слава Богу, что в термобарических условиях залегания и эксплуатации месторождений природных углеводородов у нас количество фаз для углеводородных систем – это две. Но есть всякие экзотические варианты. Я тоже говорил, когда закачивают диоксид углерода, может образовываться вторая жидккая фаза, в основном состоящая из диоксида углерода. Но на этом я останавливаюсь сейчас не буду, я об этом уже говорил. И второй вопрос, ответ на который мы позже будем рассматривать – какое число независимых переменных системы нужно задать для однозначного определения значения остальных переменных? Причем переменными являются концентрации компонентов фаз существующих. И вот правило фаз Гиббса, оно дает ответ на вопрос, какое число независимых переменных системы нужно задать для однозначного определения фазового равновесия нашей системы.

Фазовая диаграмма “давление-температура” чистого вещества



Газпром нефть | 25

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 жидккая 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 жидкком 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 жидкком 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 га-

зовой 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 жидком 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.

Повторение.

Это фазовые диаграммы, мы переходим сначала для чистого вещества, которые всем хорошо известны, я подробно напоминал. Главное наличие у чистого вещества давления упругости паров, для нас главное, которое идет от тройной точки до критической точки. И только при единственном давлении для заданной температуры у нас возможность существования пара и жидкости. Это как раз на кривой упругости паров давление насыщенного пара.

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 | 26

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 нефтей, 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.

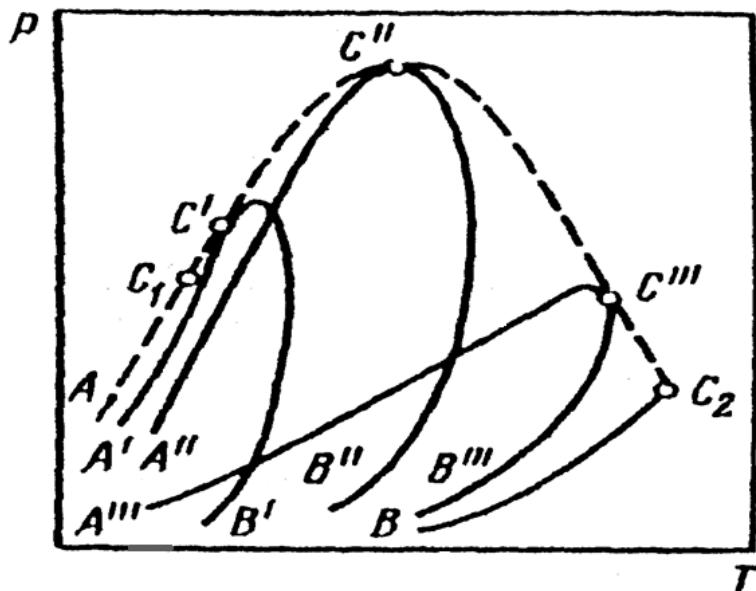
Повторение.

Свойства углеводородных и неуглеводородных компонентов. К этому слайду я перешел после слайда с фазовой диаграммой давления-температуры чистого вещества. Для чего он приведен? Потому что для любого чистого вещества, являющегося компонентом природной углеводородной системы, для моделирования ее физико-химических свойств, фазового равновесия этих смесей, нам нужно знать свойства отдельных компонентов смеси. В частности, когда мы моделируем с применением уравнения состояния, нам нужно знать молярную массу смеси, критическое давление, это давление в критической точке, критическую температуру, то есть температуру в критической точке, объем в критической точке и ацентрический фактор – омега. Каждый компонент характеризуется уникальными свойствами. Эти свойства являются справочными данными для чистых компонентов и приводятся в учебниках, в справочниках по свойствам газовой жидкости и в программных комплексах, предназначенных для моделирования фазового равновесия. Они тоже входят в базу данных. Мы номер компонента указываем, условно, или название, C_1 – это метан, и тут же этому компоненту присваиваются свойства, которые необходимы для моделирования с применением уравнения состояния или использования каких-то других методов, которые запрограммированы в соответствующей программе. На что я хочу обратить ваше внимание. Молярная масса, если вспомнить, как мы говорили, она определяется химической формулой. То есть, для CH_4 равна 16, почему? Потому что 1 атом углерода и 4 атома водорода. У углерода 12, у водорода единичка, я тысячные всякие отбрасываю, получаем 16. У этана 2 атома углерода и 6 атомов водорода, получаем 30 – молярная масса. Значит, с точки зрения терминологии, я здесь правильно всё написал. Хочу, чтобы вы тоже понимали, что молекулярная масса, она часто пишется безразмерной, но она приводится в углеродных единицах. Я не буду сейчас в справочниках, кто не помнит, что такое углеродная единица, $1/12$ части массы атома углерода и так далее. А молярная масса приводится в граммах, делённых на моль. Ещё раз, моль – количество вещества в граммах численно равное его молекулярной массе. Теперь, вот тут для компонентов природных газов, которые же, эти компоненты присутствуют практически всегда и в пластовых нефтях, но в пластовых нефтях их гораздо больше, этих компонентов. Обращаю ваше внимание, что нормальный пентан, нормальный гексан, изопентан, гептан – это и являются компонентами группы так называемой C_{5+} и выше природных газов и нефтей. Пентаны плюс выше кипящие. Теперь, для углеводородов у нас критическое давление с увеличением числа атомов углерода, в общем, имеет такую тенденцию к уменьшению. Для углеводородов максимальное значение критического давления, оно вот для этана 48.8 бар, а с увеличением числа атомов углерода оно уменьшается. Но это очень важно тоже, чтобы правильно моделировать критическое давление, благодаря тому, что в свое время был правильно, разумный метод применен при использовании уравнений состояния, вот я это делал, я писал это в книжке 2002 года, удалось значительно улучшить моделирование свойств пластовых нефтей и газоконденсатных систем с использованием уравнений состояния. Вот это такой важный момент. Критическая температура у нас с увеличением числа атомов углерода очень сильно увеличивается, потом в меньшей степени, но я просто обращаю ваше внимание, что диапазон изменения критической температуры огромный. И если для азота, это криогенный

компонент, 126 градусов Кельвина, для метана 190 Кельвина, то уже для этана это положительно 305 Кельвина, то есть больше 30 градусов Цельсия и так далее, для других компонентов растет критическая температура. Ну то есть вот этот широкий диапазон изменения, огромный диапазон изменения температур, он определяет особенности свойств фаз, газовой фазы, когда она выделяется из нефти или же когда конденсат выделяется из природного газа. И для того, чтобы выделить, скажем, гелий из природного газа, а у гелия критическая температура 4 градуса, можно создать очень низкую температуру, тогда в газовой фазе останется почти один гелий. Ну и если есть в составе смеси, там еще азот какое-то количество. Ну то есть криогенные температуры необходимы для выделения компонентов с критической температурой в очень низкой.

Александр Иосифович, а можно вопрос? Да. Вот вы говорите, что ацентрический фактор характеризует... Я до него еще не дошел. Ну вот вы в прошлый раз говорили. Хорошо, хорошо, да, я послушаю ваш вопрос. Вот вы говорите, что он характеризует степень отклонения молекулы от сферической формы. Да. Такой вопрос. А может быть, может существовать такой изомер нормальных алканов, при которых у нас ацентрический фактор будет равен нулю? Нет, невозможно. Потому что даже вот у метана симметричная молекула, да, вот CH_4 , значит, видите, там 1/100, то есть таких углеводородов нет, у которых ноль. Ноль – это, смотрите, это некое идеальное вещество, подчиняющееся... Для которого... Сейчас я вам, знаете, что... Ну ладно, не буду, нет времени просто на это. Значит, для компонентов, которые подчиняются принципу соответственных состояний в первоначальной форме, то есть для которых упругость паров, она чётко описывается зависимостью приведенного давления от приведенной температуры. И там отсутствует, там не только для симметричных молекул, там отсутствуют всякие квантовые взаимодействия и другие-другие эффекты. Вот существует некое идеальное. Вот для таких веществ ацентрический фактор равен нулю, потому что для таких идеальных веществ приведенное давление при приведенной температуре равное 0.7, оно равно 0.1. А в определении ацентрического фактора, который Питцер предложил, там берётся логарифм десятичный. Вот эту формулу внизу вы видите. И получается, что для таких молекул, для которых упругость паров при приведенной температуре 0.7 равняется 0.1, ацентрический фактор равен нулю. Это молекулы, это не углеводороды, а это молекулы, вот как инертные газы. Я ответил, да? Можно прочитать об этом более подробно. Хорошо написано из такой классической книги, замечательная «Фазовые равновесия в добывче нефти» Намиот А.Ю. Недра, 1976 год. Это я уже о нём упоминал, это вот профессор, который работал во ВНИИнефти, закончил химический факультет и занимался вопросами фазового равновесия, экспериментальными исследованиями. Вот у него там про принцип соответственных состояний, про определение ацентрического фактора достаточно подробно написано. Наверное, дальше пойдём, да? Да, да, да. Спасибо за ответ. Пожалуйста.

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 долями 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 единобразия, 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 рисунок. 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 примерно 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 обла-

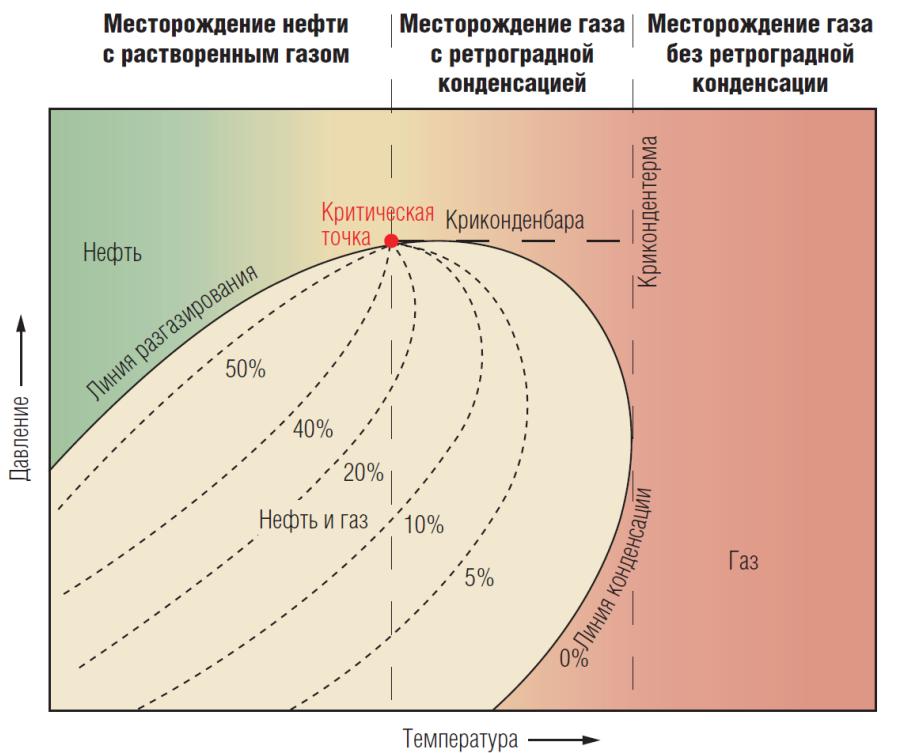
сти двухфазного существования, то смесь находится в газовом агрегатном состоянии. А если же температура ниже критической, то вне двухфазной области смесь находится в жидким состоянии. В предельных случаях, когда доля одного из компонентов становится равна единице, область двухфазного существования переходит 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.

Повторение.

Теперь уже для бинарных систем у нас тоже существует понятие фазовых диаграмм. Фазовые диаграммы могут быть в разных координатах. И наиболее простые фазовые диаграммы для чистых веществ, то, что мы видели, и только в координатах давления-температура мы можем даже для многокомпонентных веществ фазовые диаграммы нарисовать на плоскости, в координатах давления-температура. А если у нас присутствует ещё и состав, то это уже многомерные диаграммы. И это вот в моей книжке 2002 года и в учебнике 2010 года. Я потом, если кому-то нужно будет, я ссылки дам. Значит, там об этом подробно говорится, и там описаны

не только диаграммы в координатах давления-температуры, но и другого вида. Но на практике используются диаграммы в координатах давления-температуры, потому что их можно нарисовать для смеси с любым числом компонентов. Значит, так вот, этот пример фазовой диаграммы давления-температура бинарной смеси показывает принципиальное отличие уже бинарных систем от чистых, просто чистых веществ. Если для чистых веществ у нас фазовое равновесие возможно только на кривой упругости паров, то для бинарных систем уже это области. Эти области, значит, размер этих областей зависит от состава нашей бинарной системы. Если у нас в смеси определяющая концентрация, скажем, первого компонента, ну вот, да, один который, значит, то двухфазная область будет жаться к упругости паров этого первого компонента. Если будет смесь эквимолярная или близкая к ней, 50 на 50, то, значит, эта смесь уже находится между, существенно между упругостью паров первого и второго компонентов. И на что ёщё обращаю ваше внимание, что если для чистых веществ максимальное давление, при котором возможно двухфазное существование, то есть гетерогенное существование, это критическая, это максимальная температура, это критическая температура, то для, значит, и да, и там давление максимальное двухфазного существования равно критическому, при давлении выше критического у нас двухфазное существование невозможно для чистого вещества. У нас однофазное существование, либо жидкое, либо газовое, либо иногда называют закритическое, это можно как угодно, терминов достаточно много. Факт то, что гомогенная, гомогенная система, то для бинарной системы вы видите область существования двухфазного, значит, она по давлению выше, выше, чем критическое давление и первого, и второго компонентов. Вот такая интересная система. А по температуре, да, значит, для бинарной смеси у нас область двухфазного существования находится между критическими температурами первого и второго компонентов. А вот по давлению существенно может быть выше, чем, еще раз хочу сказать, критическое давление первого и второго компонентов. Ну и если у нас концентрация второго компонента определяющая, то у нас область двухфазного существования будет прижиматься к упругости паров этого второго компонента. Все зависит от состава. Вот для чистого вещества фигурирует у нас один компонент, одно вещество, а уже начиная с бинарной системы очень существенное значение имеет компонентный состав.

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 чем 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

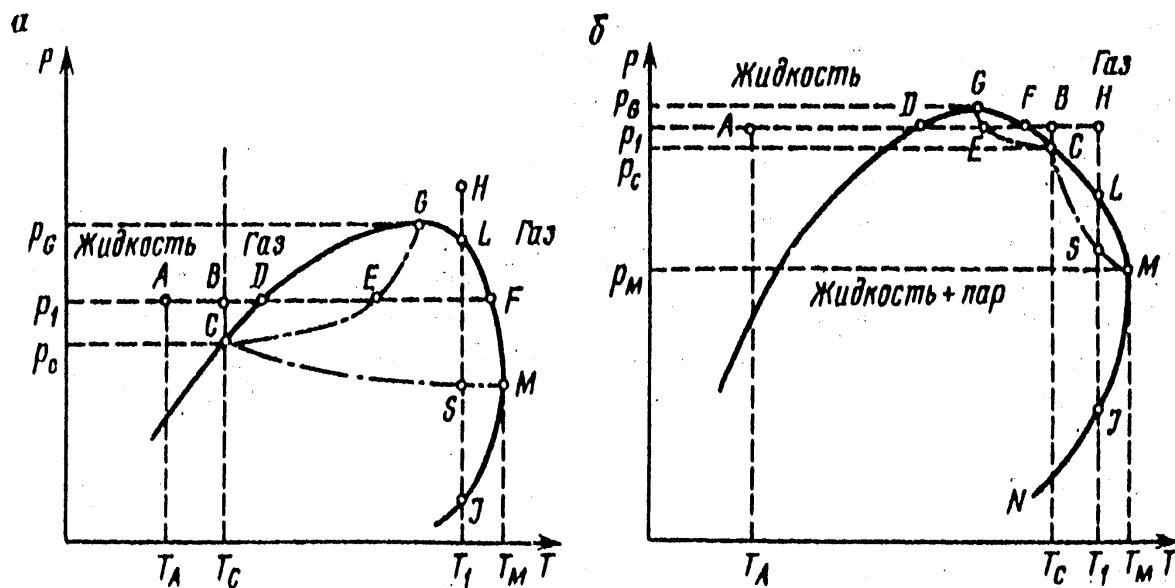
ниже, чем критическая температура смеси. Продолжаем. В области вне двухфазной, как мы уже с вами обсуждали, и температуре выше критической, у нас находится система в газовом агрегатном состоянии. Поэтому область газовых месторождений, месторождений природных газов, для них характерно то, что пластовая 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 криконтентермой. При температуре, если у нас пластовая температура превышает критическую для смеси и меньше, чем криконтентерма, это область существования газоконденсатных месторождений, то есть месторождений газа с ретроградной конденсацией. Если наша температура, пластовая температура превышает криконтентерму, 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 криконтентермы, 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 криконтенбаре. Но это именно частный случай. Но при этом критическая температура будет меньше криконтентермы. Это относится... Ну это вот... Да. Это... Ну не важно, я это отметил. Теперь я уже буду переходить к следующему слайду.

Повторение.

Я листаю следующий, 28-й слайд. У меня фазовая диаграмма пластовой системы. Вот этот слайд, значит, он предваряет рассмотрение типов пластовых флюидов, и уже мы переходим к многокомпонентным системам. Это уже природные системы. Мы в нашем курсе подробно не останавливаемся на особенностях диаграмм бинарных, тройных. Это все в учебниках есть, и в моих книгах это есть. У нас курс для практических природных углеводородных систем, и мы как бы обзор с вами. Я рассказываю, вы слушаете. Но этого достаточно, и это гораздо больше, чем в традиционных учебниках излагается, и дает вам достаточно знаний для дальнейшего практического применения. Так вот, итак, многокомпонентная система. Вот вы видите светлую область. Это область двухфазного существования пар-жидкость. Вне этой области у нас система в однофазном состоянии, либо в жидком агрегатном состоянии, это тогда нефтяная система, либо в газовом агрегатном состоянии, это природный газ. И какие характерные точки на этой диаграмме, прежде всего критическая точка, в которой сходятся линии разгазирования жидкой

фазы, нефти, и линии конденсации для газоконденсатной системы, для природного газа, содержащего углеводороды, пентаны плюс вышекипящие. Значит, они сходятся в критической точке. Эта критическая точка очень важна. И при любой температуре меньше, чем критическая, и вне двухфазной области нашей системы, это область существования пластовых нефтей. А при температуре выше критической, это область, и вне двухфазной области, область существования природных газов. В критической точке, внутри области двухфазного существования, в критической точке сходятся линии равного процентного содержания жидкой фазы. То есть, 50% – это значит, что при всех температурах и давлениях на этой критической точке, при всех температурах и давлениях на кривой, где написано 50%, у нас соотношение между жидким и газовой фазами или паровой фазами, 50/50. И спускаем ниже давление, доходим до кривых, где соответствующие 40%, значит, у нас при заданной температуре мы можем определить однозначно давление, при котором соотношение между жидкостью и газом углеводородным будет 60/40, в сумме 100%. Ну и так далее, всё тут понятно. Теперь касательная к этой области двухфазного существования соответствует крикогенбаре, то есть давление, соответствующее касательной, горизонтальной касательной к этой области, это крикогенбара, это максимальное давление, при котором возможно гетерогенное существование пар-жидкость. Вертикальная касательная, соответствующая крикогентерму, это определяет максимальную температуру, при которой возможно двухфазное существование пар жидкости. При температурах выше, чем крикогентерма, наша смесь может существовать только в газовом агрегатном состоянии. Вот это такие, ну да, и вот тут указано, что месторождениям газоконденсатным, то есть природных газов с ретроградной конденсацией, в которых есть группа пентаны плюс вышекипящие, их пластовая температура находится в диапазоне между критической и крикогентермой.

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



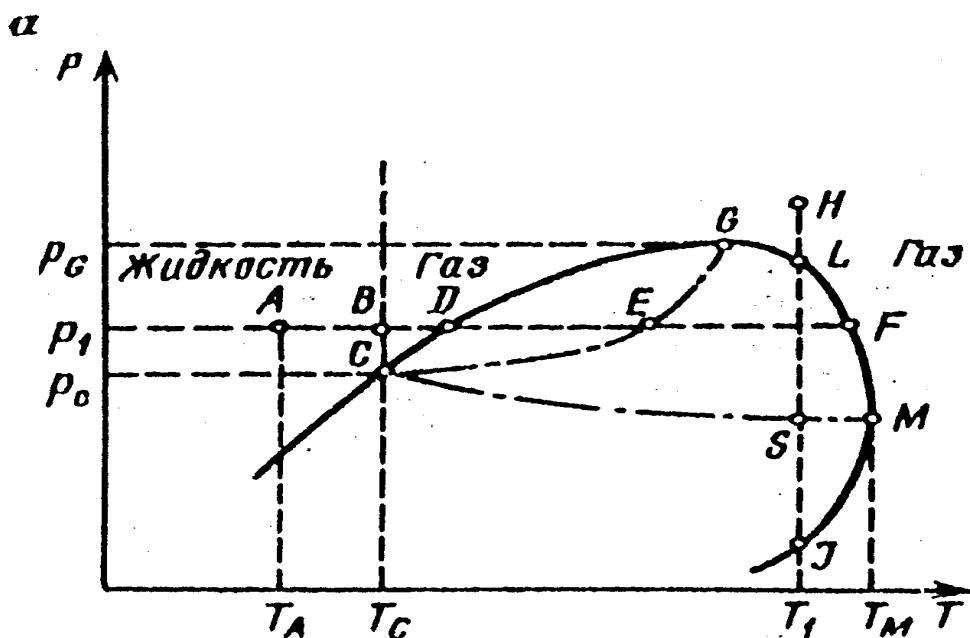
Газпром нефть | 29

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.

Повторение.

Следующий слайд. Это я подробно рассматривал фазовые диаграммы в координатах давления и температуры. Два случая. Два случая. И акцентировал на том, что в учебниках обычно только правую диаграмму приводят. Вы просто можете разные учебники взять, и там будет диаграмма правая. А на самом деле возможен случай и такого типа, который изображен слева. Это в том случае, когда критическая точка у нас левее криконденбары. В этом случае будет диаграмма, которая рисунок (а). А в том случае, когда критическая точка правее криконденбары, это рисунок (б).

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, криондентерма. Я оговорился. Вот точка M соответствует криондентерму. 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 криондентерма. 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, жидкую фазу 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 $CDGLFMS$.

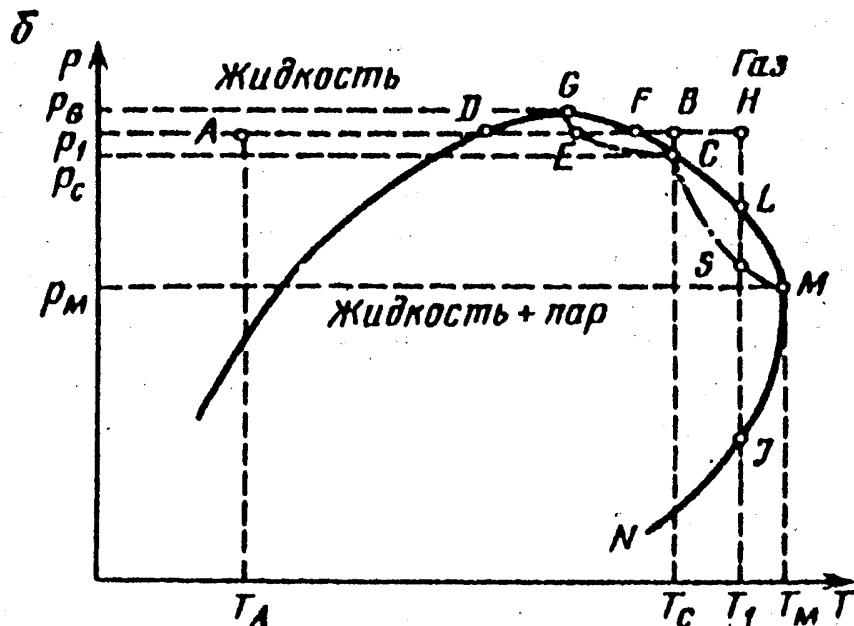
Это первый случай, когда у нас критическая температура была меньше, чем температура криконденбара.

Повторение.

И более крупно. Нас интересует на практике. Я опять подробно не буду рассматривать. Но только остановлюсь на том, что на практике для тех, кто занимается разработкой месторождений, интересует, как ведет себя природная пластовая смесь при изотермическом снижении давле-

ния. Потому что в пласте у нас практически всегда изотермический считается процесс. Так оно и есть, если нет термического воздействия на нефтяной пласт. Если мы не рассматриваем призабойную зону, в пласте у нас изотермический процесс. И для нефтяных месторождений на этом рисунке (а) соответствует пример. То есть, с точки A (начальной), соответствующей давлению p_1 . И вот мы изотермически при температуре T_A , равной пластовой температуре, если будем снижать давление, достигнем давления насыщения, и дальше будет прямое разгазирование. Для газоконденсатных систем там происходят необычные ретроградные процессы, когда мы, скажем, находимся в точке H, снижаем давление до соответствующего точки E, достигаем давления начала ретроградной конденсации, потому что давление начала конденсации может быть не только в области ретроградных явлений, но и ниже, это точка J. Обратите внимание. Так вот, нас интересует на практике давление начала ретроградной конденсации, это точка I, и при дальнейшем снижении давления у нас происходит ретроградная конденсация, достигает объем выпавшего ретроградного конденсата максимума в точке S при давлении, соответствующем точки S, и при дальнейшем снижении давления у нас осуществляется прямое разгазирование. Прямое разгазирование, которое заканчивается в точке J, это низкое давление, и для каждой смеси и при соответствующей температуре это имеет уникальное значение. Собственно говоря, и давление начала конденсации, и давление насыщения нефтяных систем они все определяются компонентным составом системы. Еще раз тезис такой. Фазовое превращение, свойства, PVT-свойства, физико-химические свойства, они все определяются компонентным составом фазы или смеси (если это гетерогенная система) давлением и температурой. Итак, газоконденсатные системы, в данном случае в диапазоне температур от критической до крикондентермы, вот здесь все нарисовано. И я в прошлый раз рассматривал вопрос еще и изобарического поведения флюида, но сейчас я не буду на этом останавливаться. На практике для разработчиков прежде всего интересны и важны процессы изотермического изменения давления. Когда же у нас начинается ретроградная конденсация, каково давление максимальной конденсации, и что же будет на самом деле такое еще замечание, что хотя теоретически и по исследованиям в сосуде PVT, сосуд высокого давления в лаборатории...

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 $CDGLFMSC$. 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 получаются. Так что это вот все очень полезные сведения. А как это расходится с практикой, это уже другое дело. Совсем другое дело.

Повторение.

Это вот тот случай, тот слайд, который обычно приводится в учебниках. И это когда у нас критическая точка правее, чем криконденбара. Ну, это вам хорошо уже понятно. Нас интересует, опять же, что происходит при изотермическом снижении давления в диапазоне температур от критической до крикондентермы. Область существования газоконденсатных залежей. Ну, и вот, значит, понятное ретроградное явление при снижении давления ниже точки E . Достигаем точки S и, значит, снижаем давление. У нас осуществляется прямое разгазирование. Значит, это только в бомбе PVT. В пористой среде все значительно сложнее. И поэтому все значительно сложнее. И из-за капиллярных сил, сорбционных эффектов, там может быть очень затруднено прямое испарение жидкой фазы. Вообще, этим вопросом очень любили заниматься, но так и не ответили на него. Это вот так называемая Бакинская школа. Это 60-е годы прошлого века. Вот там школа академика Мирзаджанзаде. Вот они проводили эксперименты. Но при этом были вполне определенные допущения. То есть при определенных допущениях у нас одни результаты получались, при других допущениях другие результаты. И с практической точки зрения, значит, вывод какой? Мы нормально моделируем процессы ретроградной конденсации. Но рассчитывать на то, что у нас будет испаряться выпавший конденсат, это и практика об этом говорит, не приходится. Не приходится, это основная проблема разработки газоконденсатных месторождений. Я об этом говорил.

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

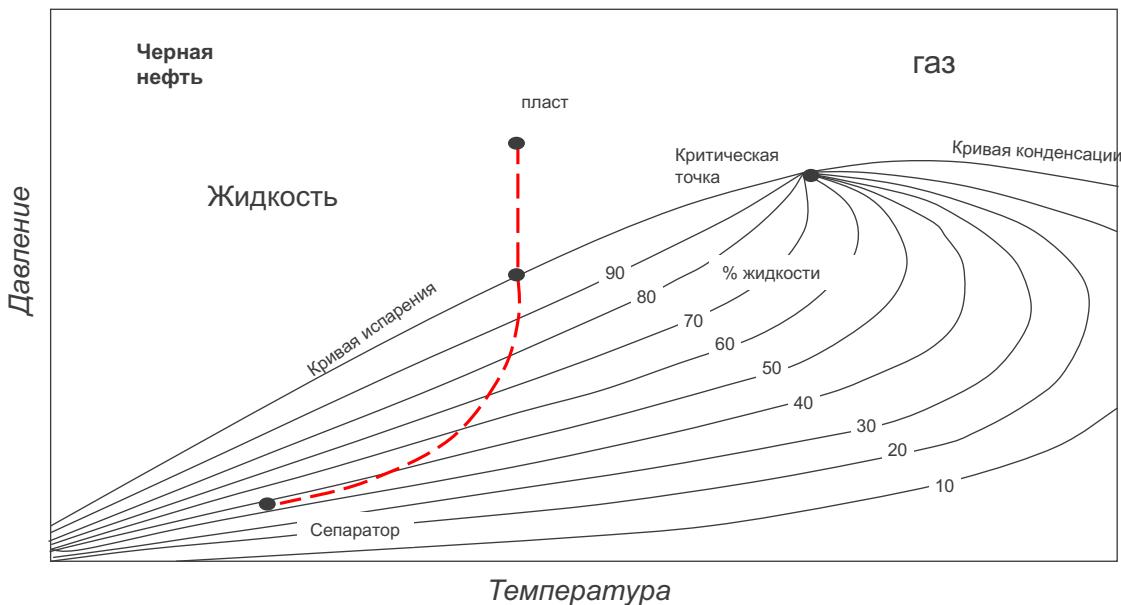
ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

- **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)**

Газпром нефть | 33

Типы пластовых углеводородных смесей. Ну вот, в международной инженерной практике у нас есть пять типов. Черная нефть, летучая нефть, газоконденсатная система, жирный газ, сухой газ, очень коротко.

1.Черная нефть

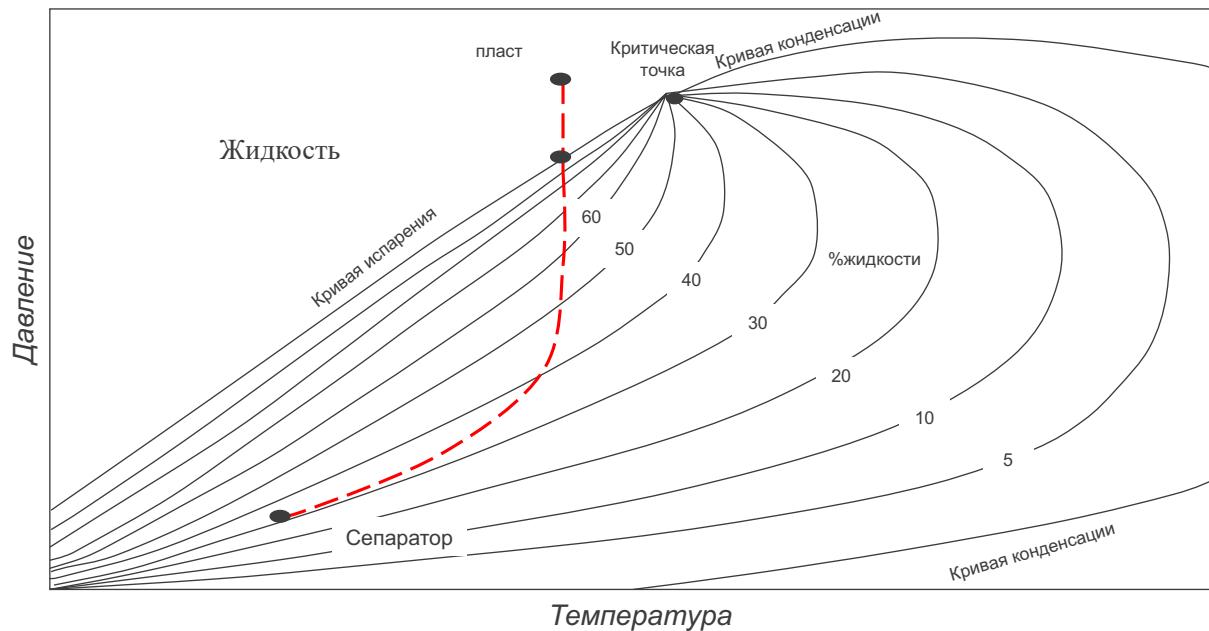


- 1. Изоплеры расположены равномерно
- 2. Газовый фактор $< 360 \text{ м}^3/\text{м}^3$
- 3. Относительная плотность нефти $\gamma_0 > 0.830$
- 4. Объемный фактор $B_o < 2$

Газпром нефть | 34

Это все продолжение рассмотрения фазовых диаграмм и особенностей, которые присущи черным нефтям (Black Oil). Ну, в общем, смысл в том, что поскольку у нас линии равного процентного содержания расположены равномерно, то при снижении давления в нефтяном месторождении ниже давления насыщения у нас постепенно увеличивается объем жидкой фазы в пласте, ну или насыщенность, как у гидродинамиков принято. Да, значит, и даже рекомендации были в своё время, что можно снижать на 15%, даже где-то я читал на 20%, но это при невысоком газосодержании. Значит, ну да, можно снижать давление, уходить в двухфазную область (из-за малой доли в пористой среде газовой фазы она не фильтруется и не мешает добыче нефти). А в нефти даже меньше газосодержание. Значит, ну это только для залежи с невысоким, совсем невысоким газосодержанием. Совсем невысоким.

2. Летучая нефть



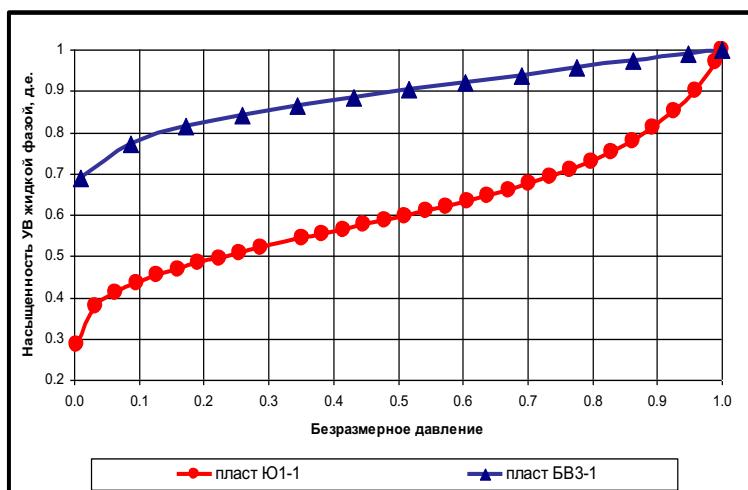
1. Разные расстояния между изоплерами
2. T_c близка к T_{pl} , но $T_c > T_{pl}$
3. $360 < \text{Газовый фактор} < 600 \text{ м}^3/\text{м}^3$
4. $0.780 < \gamma_o < 0.830$
5. Объёмный коэффициент 2 и больше

Газпром нефть | 35

Ну вот, теперь дальше давайте пойдём. Летучая нефть. Вот, это второй тип. И для летучих нефтей ситуация совершенно иная, чем для обычных нефтей. Летучие нефти – это нефти с повышенным газосодержанием и нефть в этих залежах особо лёгкая. Особо лёгкая. Ну, или на границе особо лёгкой и лёгкой. И вот, критическая температура, она гораздо ближе к пластовой температуре. Ну, естественно, всё равно критическая температура превышает пластовую. Но линии равного процентного содержания жмутся уже, поскольку мы близки к критической точке. Они, значит, при снижении давления от однофазного к двухфазной области они очень близки. Поэтому сразу у нас при снижении давления ниже давления насыщения происходит бурное разгазирование. Ну, вот я об этом говорил и аналог приводил это то, что когда мы открываем шампанское. Бурное разгазирование, газированная жидкость и сильная усадка и такая вещь.

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

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

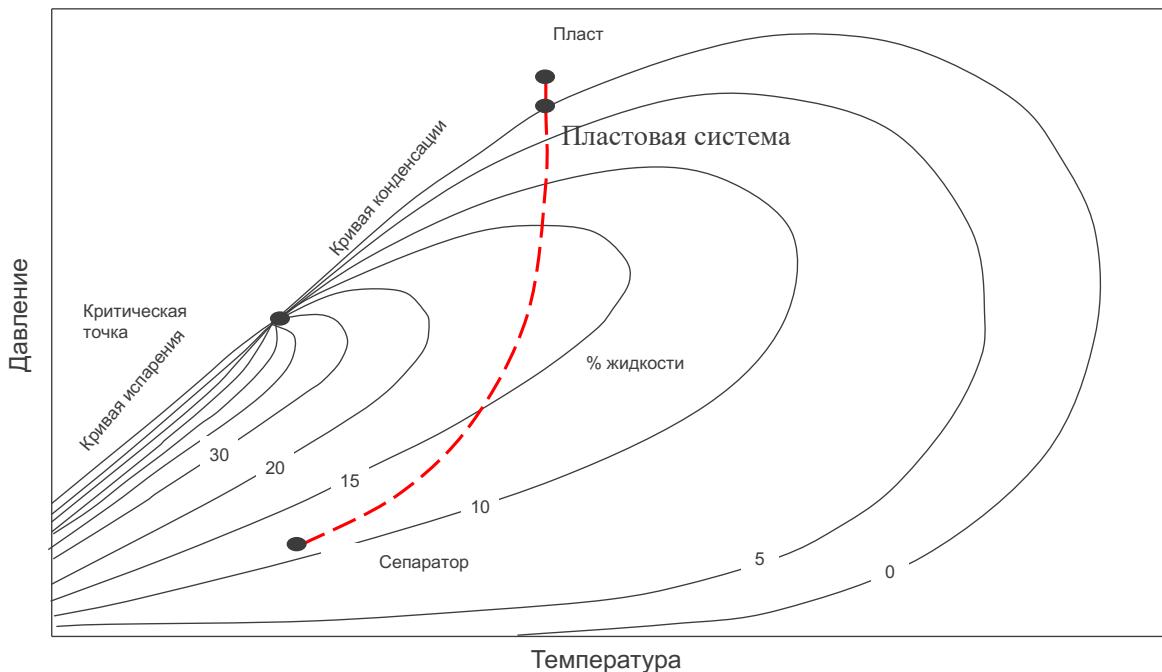


БВ3-1: CH₄ - 25.8 % мол., C₇₊ - 41.5 % мол.
Ю1-1 : CH₄ - 56.2 % мол., C₇₊ - 16.6 % мол.

Газпром нефть | 36

И вот очень полезный, полезный, значит, зависимость, рисунок показывающий, что для обычных нефтей, Black Oil, обычных чёрных нефтей, это синенькое, да? Это с невысоким газосодержанием, ну, с обычным, в пределах 100 кубометров на кубометр. Значит, вот у нас снижение, у нас усадка, ну, или насыщенность углеводородной жидкой фазы формируется. Постепенно она растёт при снижении давления, ниже давления насыщения. А для месторождения летучей нефти, для залежей летучей нефти при снижении давления ниже давления насыщения, у нас происходит резкая усадка жидкой фазы и насыщенность жидкой фазы резко падает. Это вот то, что характерно для Юрских и Ачимовских залежей, но особенно Юрских, с повышенным газосодержанием. И нефти там особо лёгкие. Это реальные, реальные примеры.

3. Газоконденсатная смесь

1. Газовый фактор $>600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ 2. $T_c < T_{\text{пл}} < T_m$ 3. $0.700 < \gamma_o < 0.825$

Газпром нефть | 37

Теперь газоконденсатные смеси. И здесь температура, как мы знаем, выше критической и меньше, чем крикодентерма. Для газоконденсатных систем характерны ретроградные явления, поэтому линии равного процентного содержания ведут себя иначе, чем для нефтяных систем, где те постепенно приближались слева направо к критической точке. А газоконденсатные системы, они такой изгиб имеют, который обусловлен именно наличием ретроградных явлений. Мы снижаем давление от пластового доходим до давления начала ретроградной конденсации, продолжаем снижать давление. У нас возрастает количество ретроградной жидкой фазы, достигает максимума и начинается процесс испарения. Теперь, что тут пунктирной линией? Пунктирная линия у нас, значит, в пласте то у нас изотермический режим, а уже в стволе начинается уменьшение температуры. Поэтому здесь показан путь от пластовых условий до сепаратора. Изгиб начинается там, где это в стволе скважине, где температура уже снижается, не только давление, но и температура. И конечная точка это поверхность сепаратора. И вот мы видим, что в начале у нас, вот если посмотреть линии равного процентного содержания, значит, у нас увеличивается содержание жидкой фазы в пласте. Вот для данной системы достигает в пластовых условиях 15%, то есть когда практически температура еще не меняется. И дальше уже это вот линии равного процентного содержания жидкой фазы 15% – это очень высокая насыщенность для газоконденсатной системы.

Вы все поняли с этой диаграммы, что у нас изотермический режим, в пласте у нас мы достигли 15% насыщенности. И дальше у нас уже не пластовые условия, потому что температура начинает уменьшаться, судя по этому рисунку. Просто показано, как может формироваться

доля жидкой фазы. И вот в сепараторе у нас порядка 11% жидкой фазы. Ну, это очень индивидуально. Это зависит от температуры сепаратора. Если сильно отрицательные температуры, низкотемпературный сепаратор, то там для данной системы будет больше насыщенность выпавшей ретроградной жидкой фазы, чем если температура выше. Это все можно моделировать с применением уравнения состояния. Это, конечно, мощный аппарат, моделирование с применением уравнения состояния, фазовых равновесий и термодинамических свойств. Все это можно лучше понять, моделируя изотермы, изобары, сепарации.

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**

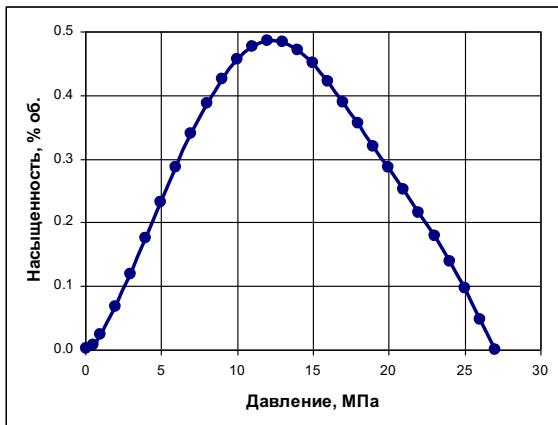
с содержанием конденсата более 500 г/м³

Газпром нефть | 38

Дальше. Газоконденсатные залежи классифицируются по содержанию конденсата так, как вы видите на слайде. И уникальноконденсатные залежи, они характеризуются очень резким выделением ретроградного конденсата, лавинообразным просто в пласте. И это характерно для глубокопогруженных залежей. Я пример вам приведу дальше. А обычно у нас среднеконденсатные залежи, там достаточно все плавно происходит с точки зрения ретроградных процессов. Ну и чем больше конденсата в пластовом газе, тем более интенсивно осуществляется ретроградная конденсация.

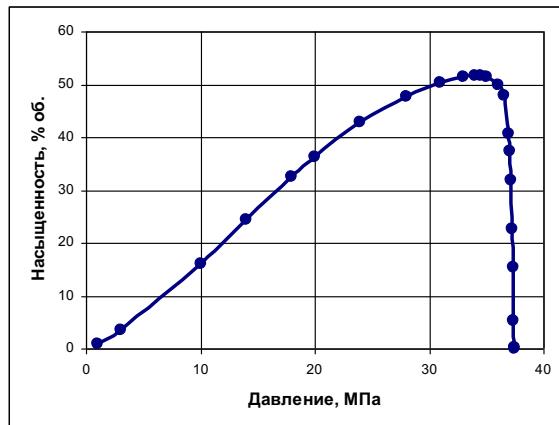
ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

**Динамика насыщенности пласта ретроградной УВ жидкостью
по результатам контактной конденсации средне- и
универсалноконденсатного 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

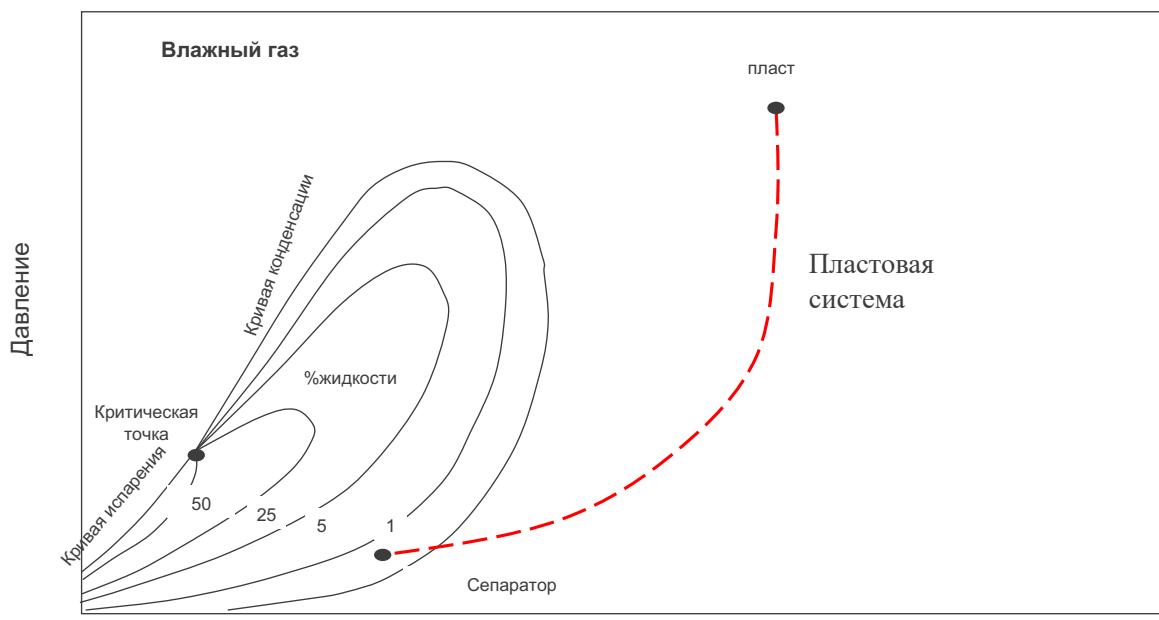
И два примера.

Левый у нас среднеконденсатная (от 25 до 100). Значит, у нас 81 грамм на метр кубический сухого газа. Среднеконденсатная система. И вот что важно тоже. Значит, вот у нас давление начала ретроградной конденсации 27 мегапаскалей. И давление соответствующей максимальной конденсации. И давление максимальной конденсации порядка 13 мегапаскалей. У нас и полупротона нет доли ретроградной жидкой фазы. И о чём это говорит? Что для этой смеси с содержанием C_{7+} чуть больше 1%, никакой фильтрации жидкой фазы не будет. И процесс, который моделируется в бомбе PVT, мы будем дальше рассматривать эти процессы. Он нормально совершенно позволяет нам оценивать изменение состава добываемого газа. И коэффициент извлечения конденсата. И изменение состава.

А вот справа, это относится к уникальноконденсатной системе. И немедленно после пересечения давления, снижения давления ниже давления начала ретроградной конденсации, у нас лавинообразное выделение жидкой фазы. Для данного примера это почти, ну, даже чуть больше, чем 50% у нас при снижении давления на несколько десятков атмосфер (бар). У нас не было жидкой фазы вообще в пласте, углеводородной, и тут вдруг даже больше половины стало. Вот это вот всё зависит от состава. Всё определяется составом. И, конечно, пластовой температурой, потому что одна и та же система, уникальноконденсатная, может быть уникальноконденсатной, или может называться, значит, вот, окологранической нефтяной от температуры, одна и та же система. Если высокая, то наша система, пластовая температура, если будет высокая, наша система будет в газовом агрегатном состоянии, то есть она будет газоконденсатной

(околокритической газоконденсатной). Если пластовая температура будет, например, аномально низкой, то та же система может характеризоваться как, значит, вот, нефтяная с повышенным газосодержанием и будет характеризоваться бурным разгазированием. Примером я имел, я исследовал такие системы; экспериментально их очень сложно исследовать. Там вообще в бомбе PVT ничего не видно, там всё бурлит, кипит, это вблизи критической температуры. И теоретически, вот, получалось, другие свойства, все мы воспроизвели, когда смесь создавали в конце 90-х годов. [не распознано Это Сопольское] месторождение в Коми СССР, значит, в республике Коми. И, значит, это было очень интересно. В зависимости, ну, когда мы моделируем, то мы же можем и температуру либо в бомбе PVT менять, тем более, когда мы используем уравнение состояния в модели. Вот там просто смотреть, очень интересно было, как при небольшом изменении температуры, буквально там на 20 градусов, система из уникально конденсатной превращалась в нефтяную с повышенным газосодержанием. Было прямое разгазирование, уже не было ретроградной конденсации. Но суть в том, что для таких систем, околокритических, системы разработки одни и те же должны быть. То есть не может система разработки зависеть от того, значит, ошиблись мы чуть-чуть в пробе или не ошиблись. Вот такую разработку таких систем нужно осуществлять с применением поддержания пластового давления, потому что разработку на истощение, она просто, ну, она не позволит. Сколько-нибудь приемлемое количество пентанов плюс вышеписанных, для нефтяников более привычно C_{7+} извлечь, это будет несколько процентов, там чуть больше 10. Это известны такие примеры.

4. Жирный газ



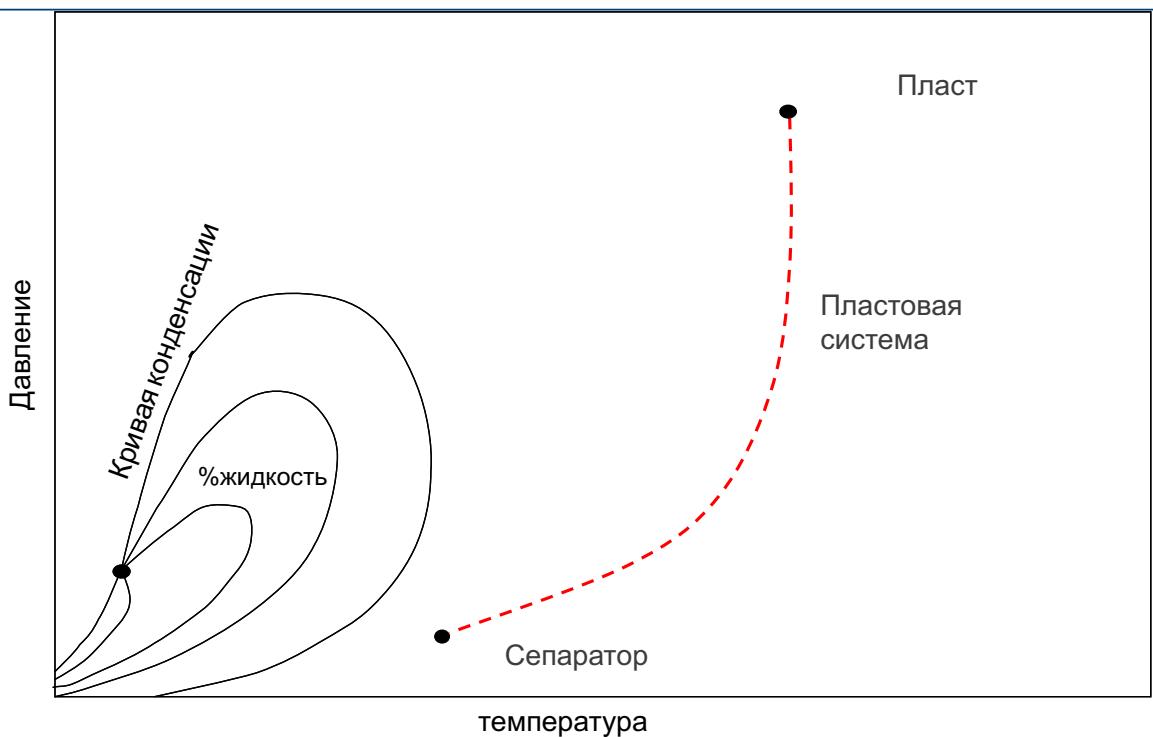
1. Жидкость(конденсат) выделяется только в сепараторе

2. Газовый фактор > 27000 м³/м³

Теперь переходим к жирному газу. Как мы с вами уже знаем, это самое главное, что жир-

ный, что сухой газ, в общем, когда у нас пластовые температуры выше, чем криокондентерма, у нас ретроградных потерь в пласте нет. И у нас газовое агрегатное состояние, и сколько бы мы ни снижали давление, мы добываем смесь постоянного состава. Так вот, если у нас жирный газ, там чуть-чуть пентанов плюс вышекипящих есть в составе. И когда у нас снижается давление, температура по мере добычи, мы попадаем... Мы попадаем в область двухфазного существования нашей смеси, и в сепараторе немножечко, но конденсат выделяется. А просто его в самой смеси мало пентанов плюс вышекипящих мало, и вот создаём там отрицательную температуру, например, низкотемпературную сепарацию, и он выпадает из нашего добываемого пластового газа. Но только и только в сепараторе. А в пласте и, в общем, и в стволе скважины, но нас интересует в пласте прежде всего, этого не происходит.

5. Сухой газ



Газпром нефть | 41

И самый простой флюид – это сухой газ, когда у нас не происходит, во-первых, в составе нет пентанов плюс вышекипящих. Просто их нет. Давайте вспомните, вот в прошлый раз я говорил, это характерно для газа Сеноманских залежей. Я показывал примеры Медвежье месторождение, Уренгойское месторождение – это в Сеноманских залежах пентан плюс вышекипящие отсутствуют. И это сухой газ у нас, и для таких залежей у нас главная проблема – гидратообразования. Это номер один проблема для месторождений, значит, вот при добче газа из Сеноманских залежей.

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

Значит, вот у нас еще раз. Это таблица, которая приведена в справочнике нефтемосторождений Советского Союза, авторы Требин, Чарыгин, Обухова. И вот здесь показаны диапазоны по плотности и молекулярной массе, соответствующие углеводородным системам в различном агрегатном состоянии. И вы видите, что четких границ не существует, но диапазон достаточно хорошо, он соответствует практике.

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

Теперь я не буду на этом подробно останавливаться, так как я вам это рассказывал. Значит, это таблица, которую я сделал по источникам разным, и показывает нам по данным промысловым и лабораторным, как различаются по разным авторам, по данным разных авторов, известных, самых известных авторов, вот типы пластовых флюидов. То есть вот нефть Black Oil, нефть летучая, газоконденсатная система и газы жирный и сухой.

ТИПЫ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Выходы:

- *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 $C_{7+} > 13\% \text{ мол.}$ – нефть, а при $C_{7+} < 11\% \text{ мол.}$ – природный газ.

Газпром нефть | 44

И выводы на основе анализа этих данных: четких границ между свойствами пластовых флюидов не существует, граничные значения параметров смеси перекрывают друг друга, это особенно характерно при разграничении газоконденсатных залежей и нефтяных залежей переходного состояния летучих нефтей, то о чём я вам говорил. Обычно при газовом факторе меньше 540 метр куб на метр куб пластовая углеводородная смесь нефть, то есть находится в жидким агрегатном состоянии, значит нефть. А при газовом факторе больше 1200 метр куб на метр куб это природный газ, смесь находится в газовом агрегатном состоянии. Это четко совершенно можно сделать такой вывод, просто посмотрев на компонентный состав, значит можно сказать, что это природный газ или это нефтяная система. А вот в диапазоне газового фактора от 540 до 1200 метр куб на метр куб, именно лабораторные исследования нам должны сказать, что при пластовой температуре, если есть ретроградные явления, значит это газоконденсатная система, а если их нет, то это нефтяная система при пластовой температуре. И из практики следует, что если C_{7+} в составе больше 13 мольных процентов, то это нефть, жидкое агрегатное состояние при пластовых условиях, при C_{7+} меньше 11 мольных процентов – природный газ. Это с 99% вероятностью правильные выводы.

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?

Газпром нефть | 45

Вот такой пример, хороший пример. Давайте его прочитайте, пожалуйста. Вам же хорошо видно, да? То есть я даже не буду читать вместе с вами. То есть на сепараторе получено 10.5 кубов жидкости, да, и 35 тысяч кубометров газа. Это вот в течение суток накапливали, ну измеряли. И еще что очень важно, относительная плотность дегазированной жидкости, ну это нефть, дегазированная жидкость 0.893. Ну понятно, что это не конденсат, это нефть.

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 пропластка вследствие негерметичности колонны или месторождение газонефтяное и происходит прорыв газа из газовой шапки.

Газпром нефть | 46

А можно ли по этим данным оценить тип пластового флюида? И вот это тот случай, когда у нас газовый фактор соответствует полностью газоконденсатной системе, в то же время плотность жидкой фазы, она не просто высокая, она очень высокая. И это соответствует, значит, вот тяжелой нефти, почти битуминозной, помните, битуминозная нефть, 895 килограмм на метр куб. А тут у нас 893, то есть понятно. И как это на практике, это во флюиде это не может сочетаться, потому что давление, ну не может, значит, вот, углеводородная система дегазированная со столь высокой плотностью сочетаться со столь высоким газовым фактором. Это означает, что, скорее всего, вскрыт пропласток с однофазной нефтью, тяжелой нефтью, и происходит прорыв газа из газоносного пропластка. Потому что, еще раз хочу сказать, для нефтей со столь высокой плотностью, значит, обычно там в этой нефти растворён сухой газ, другого просто вот, даже по термодинамике, ну, я не встречал. Значит, скажем, если, да, вот, для нефтяных месторождений со столь высокой плотностью дегазированной нефти, значит, в этой пластовой нефти растворен газ сухой, практически целиком состоящий из метана, и там следы только этана, пропана могут быть. Давление насыщения очень быстро возрастает с увеличением газосодержания. Если у нас давление еще не снизилось ниже давления насыщения, значит, у нас газовый фактор равен газосодержанию. По терминологии, газовый фактор – это измерение на промысле, а газосодержание – это измерение в лаборатории. Это вот разница в терминологии. И, так вот, если у нас газовый фактор больше трех тысяч, такого быть для нефтяных залежей с почти битуминозной нефтью, ну, не бывает, просто не бывает. Поэтому это вот негерметичность колонны или же двухфазная залежь и прорыв газа из газовой шапки. Вот

такая вещь.

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 ($T_{c7+}=707$ K ; $P_{c7+}=15$ бар; $V_{c7+}=0.88$ м³/кмоль)

$P_{пл} = 275$ бар , $T_{пл} = 332$ K

Оценить тип пластовой системы

Газпром нефть | 47

Теперь дан компонентный состав пластовой системы, пластовое давление и температура. И оценить тип пластовой системы – это очень простой вопрос. Достаточно взглянуть на компонентный состав. То есть тут, понимаете, эта задача вообще первоначально, она задавалась в Роснефти, там, где работал Александр Иванович Адегов. И зачем-то они рассчитывали псевдокритическую температуру. Вот я хочу обратить ваше внимание. И вопрос оценить тип пластовой системы. Так вот, когда эта задача, вот он внес ее в наш перечень задач, когда мы вместе стали читать лекции, ну, свой опыт из Роснефти. Естественно, там у него свои положительные моменты, полезные, полезные были привнесены. Вот сразу давайте смотреть на C_{7+} . Мы говорим, больше 13% мольных C_{7+} , это нефтяная система с вероятностью 99%, я вам сказал. Ну, так здесь 37% почти. Тут оценить тип пластовой системы. Ну, конечно, это пластовая нефть. И вне зависимости от пластовой температуры, которая здесь приведена. Но пластовая нефть. И здесь не нужно считать псевдокритическую температуру, сравнивать пластовую температуру с псевдокритической совершенно. Потому что концентрация C_{7+} сразу дает нам ответ на вопрос, в каком агрегатном состоянии наша система.

Оценка пластовой системы

Решение:

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

Газпром нефть | 48

А вообще, я должен сказать, что попытки, ну вот ответ, попытки рассчитать псевдокритическую температуру, сравнить с пластовой, на предмет, как они относительно другого, это нехороший способ. Это нехороший способ, потому что псевдокритическая температура, она используется совершенно в других целях. Она используется, когда нам нужно для природных газов оценить, например, Z-фактор. Когда нам нужно использовать принцип соответственных состояний. Но это я вам дальше покажу. Не надо считать, я не буду дальше никого критиковать, просто это... Запомните: приведённые температуры при разработке нефтяных месторождений, для оценки агрегатного состояния, не надо её использовать. Используется для того, чтобы потом рассчитать приведённое давление, также как считается, фу, не давление, а температуру. Псевдокритическое давление используется, чтобы потом посчитать приведённое давление, и использовать соответствующие корреляции, например, для расчёта Z-фактора. Или каких-то других свойств, но это, в общем, для природных газов используется. Это я вам важное замечание сделал. Потому что, когда мы вдвоём преподавали, я не считал возможным, так уж, такие замечания делать, а сейчас это возможно. Не надо в практике нефтяной использовать псевдокритические давление и температуру. Технологии, ещё раз, природных газов, да.

Упражнение 3

Газпром нефть | 49

Это упражнения, которые из списка, которые из списка, 15 этих задач, и они, значит, для закрепления материала. Приводится, вы потом сами их решите, они все совершенно не сложные, они просто позволяют закрепить пройденный материал. Я обязательно пришлю весь комплект. То есть, там не только упражнения, там, значит, таблица со свойствами компонент. Ну, в общем, весь набор, который необходим для того, чтобы эти упражнения вы могли решить.

Упражнение 4

Газпром нефть | **50**

2 Лекция 24.10.2022 (Брусиловский А.И.)

Промысловые и лабораторные исследования пластовых флюидов

Газпром нефть | 51

Дальше у нас важная тема промысловых и лабораторных исследований пластовых флюидов.

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

Вот анализ исследований пластовых флюидов, иначе называется PVT-анализ, и физико-химические исследования пластовых флюидов, это ваш курс, включает в себя изучение и поверхностных, и пластовых флюидов, и исследования физико-химических свойств. Аналог в практике это PVT-исследования, но физико-химические исследования даже скорее чаще говорят о поверхностных пробах, а вот когда говорят PVT-анализ, то это однозначно совершенно говорит о термодинамических исследованиях для пластовых флюидов. И мы с вами вот видим перечисление важнейших свойств для нефтяной системы, для газоконтенсантной системы, для сухого газа, для жирного газа, для всех типов пластовых флюидов. Для нефтяной системы давление насыщения, объемный коэффициент, газосодержание, относительная плотность нефти, относительная плотность газа, динамическая вязкость нефти, компонентный состав. От компонентного состава, собственно говоря, зависит, определяется компонентным составом, как я говорил, и термобарическими условиями все свойства. Теперь газоконденсантная система тоже, здесь уже компонентный состав на первом месте, ввиду его чрезвычайной важности. Для нефтяной системы компонентный состав тоже можно поставить на первое место, потому что им определяется всё, и давление насыщения, и объемный коэффициент, и газосодержание, и так далее, динамическая вязкость. Значит, я даже себе, пожалуй, отмечу, чтобы переставить. Значит, это слайд 52, нефтяная система – компонентный состав. Все, пошли дальше. Это я просто пытаюсь, чтобы восприятие было легче и более логичным. Но нет предела совершенству. Значит, теперь по сухому газу и по жирному газу, где мы не имеем фазовых превращений, в пластовых условиях, в общем, везде компонентный состав, им определяется все. Что это си-

стема какая – сухой газ, жирный газ, все определяется компонентным составом. Я не устаю повторять это, потому что, в общем, не все раньше правильно понимали. И, кстати говоря, вот нефтяники, значит, они так немножко пренебрежительно к технологии газовых месторождений относились. Это раньше было, до того, как столкнулись нефтяники с колосальными проблемами при разработке двухфазных залежей и при повышении эффективности разработки газоконденсатных объектов, которые сейчас, в том числе Газпром, передал, Газпром Нефти. Но это не только, и в Роснефти тоже газовая, газоконденсатная, и уже стали понимать, нефтяники, насколько непроста технология разработки газовых месторождений, свои проблемы. Давления высокие, отрицательные температуры, гидратообразование, вопросы планирования добычи конденсата и так далее. Это все сложный вопрос.

Исследования пластовой нефти



Газпром нефть | 53

Итак, начнем мы с исследований пластовых нефтей. Мы с вами говорили, что мы комплексно рассматриваем исследования нефтей промысловые, термодинамические, и затем математическое моделирование. Я очень кратко обзор сделаю, буквально введение, о современных подходах к математическому моделированию природных углеводородных систем. Так вот, что касается исследований пластовой нефти, промысловые исследования пластовой нефти, отбирают глубинные пробы, а если невозможно отобрать глубинные пробы, представительные глубинные пробы, тогда отбирают пробы из сепаратора и их рекомбинируют в соответствии с измеренным газовым фактором. Но по отраслевым стандартам у нас первичным является отбор представительных глубинных проб нефти. Если можно такие пробы отобрать, то это имеет несомненный приоритет перед рекомбинацией сепараторных проб.

Глубинные пробы нефти

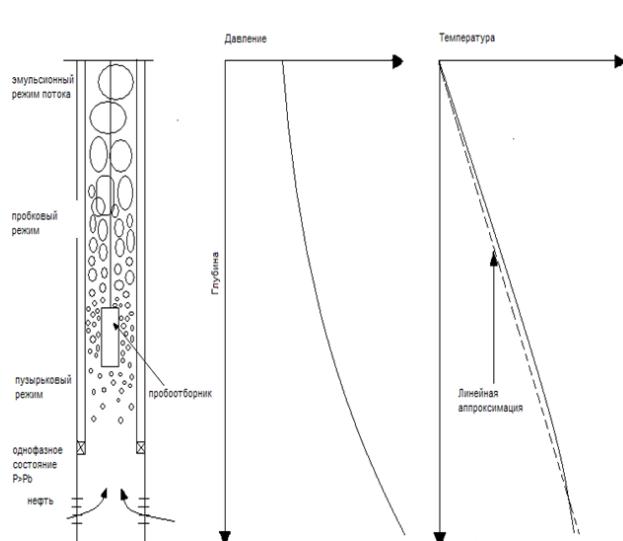
Необходимое условие для достоверности параметров – равномерный охват (охарактеризованность) пластов кондиционными (представительными) пробами пластовой нефти



Газпром нефть | 54

Какое необходимое условие для достоверности параметров? Это равномерный охват (охарактеризованность) пластов кондиционными пробами пластовой нефти. В последнее время я почему тут кондиционными подчеркнуты, потому что обычно говорили представительные и репрезентативные. На самом деле, в зарубежных источниках, в стандартах SPE, там говорится о репрезентативных пробах, то есть представительных. Но у нас стали кондиционные пробы термин употреблять. В общем, это аналог. Для меня это аналог, совершенно равнозначный. Может быть, те, кто говорит про кондиционные, имеют в виду какие-то особенности, я их не вижу. Это реальный рисунок, схема одного из пластов крупного месторождения, где достаточно хорошо охват по отбору глубинных проб. Вы видите, что не идеальный охват, идеального и не бывает на практике. Но достаточно широкий, достаточно равномерный охват. Очень часто, кстати, в силу объективных причин, не удается этот равномерный охват на разведочном этапе осуществить, но просто в силу больших сложностей исследований в условиях Крайнего Севера, поэтому тут не может быть каких-то негативного отношения. Но только можно почувствовать, насколько сложные условия для разведчиков недр. А исследуем мы, прежде всего, разведочные скважины. То есть на практических всех разведочных скважинах мы должны отбирать глубинные пробы для того, чтобы понять, что за пластовая нефть в данной залежи, в данном пласте.

Отбор глубинных проб



Ключевые проблемы:

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

Газпром нефть | 55

Какие ключевые проблемы? Значит, вот схема (слева) того, что происходит с пластовой нефтью. Вот она притекла на забой, ствол скважины на забой, стрелочкой, через интервалы перфорации. И у этой нефти давление насыщения, оно близко к забойному давлению. То есть, забойное давление, оно ниже, вернее, выше. В общем, давление пластовое, давление притекающего флюида, пластовой нефти, давление притекающего флюида, оно выше, чем давление насыщения. То есть, в однофазном состоянии флюид у нас попал в ствол скважины. А дальше, дальше, значит, мы видим, достаточно быстро начинается разгазирование. Сначала отдельные пузырьки газа, потом их всё больше и больше, а потом этот газ, если выше, вот эти пузырьки, они смыкаются в глобулы и меняется режим течения смеси в скважине, и всё это усложняет расчёты термо-гидро-динамические течения газо-жидкостной смеси в скважине. Ну, это, значит, нас интересует в данном случае то, что пробоотборник находится уже в зоне двухфазного газожидкостного течения. И вот на той глубине, где указан пробоотборник, мы отобрать глубинную пробу не можем, не можем. Нам нужно спускать пробоотборник ниже, значит, нам нужно снижать давление, забойное, для того, чтобы в зоне пробоотборника было однофазное течение нашей пластовой смеси, которая поступит в этот пробоотборник. Представительную пробу можно получить только при однофазном течении нашей пластовой нефти в зоне отбора. Это совершенно обязательное условие, еще раз, если мы не уверены в однофазности течения, бессмысленно, просто не надо отбирать пробу, не надо отбирать пробу глубинную, потому что мы обязаны это делать только в области однофазного состояния. Значит, давление у нас в стволе скважины при этом меняется, меняется достаточно. Вы видите, вот по той зависимости, которая

нарисована. И мы в случае, значит, вот когда у нас в случае, давайте вспомним PV-зависимости, PV-зависимости, которые мы, значит, вот смотрели на прошлой лекции, в начале нашей презентации. Так вот, для нефти с повышенным газосодержанием у нас заметного излома давления при переходе из гомогенного состояния в двухфазное не происходит заметно в данном случае. В данном случае, то есть это достаточно высокое газосодержание. И мы, если бы у нас было низкое газосодержание, ну или средненькое, там до 100 кубометров на кубометр, мы бы профиль давления имели четкий излом, четкий излом по глубине и в зоне излома, значит, это вот соответствует началу разгазирования в стволе нашей скважины. И мы должны отбирать пробу ниже, ниже, чем та отметка, где начинается разгазирование. Но мы видим четкого излома нет, значит, в этом случае, вот сейчас, чтобы понять в какой зоне однофазного течения или гетерогенного течения в современных, значит, пробоотборниках используют оптические анализаторы. И это совершенно стало большим прогрессом, потому что до этого понять при повышенном газосодержании было непонятно, ну непонятно было. Поэтому, значит, вот согласно отраслевому стандарту есть требование как можно ниже спускать пробоотборник, ну в зону над перфорацией, над интервалом перфорации, чтобы по крайней мере, если в скважину нефть притекает в однофазном состоянии, мы могли отобрать пробу нефти в однофазном состоянии, максимально близко к интервалу перфорации.

Теперь какие ключевые проблемы? Забор пробы выше допустимой глубины. Вот как раз тот случай, который здесь указан. У нас пробоотборник находится уже в зоне двухфазного течения, и мы не можем получить представительную пробу. Дальше вторая проблема. Если мы, и с ней приходилось сталкиваться неоднократно, мы отбираем представительную пробу, кондиционную, но из-за недостатков пробоотборника, ну из-за его негерметичности, в процессе отбора пробоотборника осуществляется разгазирование, температура падает, давление падает, по мере подъема пробоотборника температура. Внутри пробоотборника выделяется газ, давление спускается ниже, чем давление насыщения, и из-за его негерметичности этот газ начинает уходить из пробоотборника, и когда мы уже достаем этот пробоотборник, газосодержание нефти в нем, в итоге оказывается, газосодержание той смеси, которая находится в пробоотборнике, после того как мы ее приведем к пластовым условиям, газосодержание этой смеси будет меньше, чем в пластовой нефти, из-за негерметичности.

Хотел это сказать, что вот данная проблема, она сейчас уже решается путем использования пробоотборников с принудительным закрытием, ну то есть, чтобы они закрывались на забое и впредь не открывались. Я это знаю, я просто говорю о проблемах, ключевые проблемы. Она решается, но она не решена повсеместно. То есть, смотрите, вы говорите о том, она решается. Я согласен. Это отдельные решения, например, в нашей компании, да? Но это большая проблема в целом для индустрии. И это, поскольку вы эстафету молодое поколение у нас берете, конечно же, вы будете уже, так сказать, совсем на другом технологическом уровне работать, да? И слава богу, что она решается. Но она есть, она есть. И очень... Я за последние 20 лет, 10 лет я активно занимался анализом исследований пластовых нефтей. И то, что творила, например, очень известная лаборатория геоэкологии в Тюмени, это Тюменская центральная лаборатория вообще, бывшая. Это же уму непостижимо, потому что там проблемы с негерметичностью приемной камеры, там проблемы с отбором проб не в однофазном состоянии приводили к тому, что и подсчет запасов неправильно осуществлялся, и проектирование разработки. Вот следующий

слайд будет. Поэтому я рассказываю о ключевых проблемах, и вы говорите, что одна из ключевых проблем, она сейчас решается. Она еще не решена до конца, но она решается. Конечно, она должна решаться. Мало того, и сами пробоотборники, конечно, совершенствуются. Конечно. Спасибо. И отбор проб из неподготовленной скважины. То есть суть такова, у нас скважина работает с такой депрессией, что у нас в призабойной зоне выделяется газ. Выделяется газ. И система попадает в скважину уже в двухфазном состоянии. Так вот, прежде чем... А мы не можем отобрать пробу при таком ее двухфазном течении. Поэтому еще в отраслевом стандарте первом, это 1980 год, указывалось о том, что скважину нужно готовить к отбору проб. Каким образом? Значит, нужно добиться того, чтобы нефть притекала в однофазном состоянии, а весь газ, который был в призабойной зоне, выделился из нефти, чтобы он весь ушел. Поэтому в отраслевом стандарте первом 1980 года, и он был повторен в 2003 году, там говорится о том, что нужно уменьшать депрессию в скважине при подготовке к отбору глубинных проб. И делается оценка по времени, сколько нужно времени для того, чтобы выделившийся до того в призабойной зоне газ, он весь ушел из призабойной зоны. И мы имели в стволе скважины, в зоне отбора, в зоне перфорации и чуть выше, однофазное состояние пластового флюида. Тогда мы можем отобрать пробу в однофазном состоянии. Вот это вот ключевые такие моменты. Вот мне просто интересно, очень правильное вы замечание, очень хорошо, что это все делается. Закрытие и так далее. А теперь вот, если вы имеете к этому отношение, те пробоотборники, которыми, у нас же масса месторождений, компаний, это не одно, не два, это десятки месторождений и пластов. И мы привлекаем к отбору проб разные компании. Так вот, какие пробоотборники у них? И привлекают ли к отбору тоже Геоэкологию или подобные компании, которых категорически нельзя привлекать к исследованиям месторождений с повышенным газосодержанием? Ну вот, я вам рассказываю из своего опыта, а то, что разрабатывается, очень хорошо.

Требования к «идеальному» пробоотборнику

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

Газпром нефть | 56

Требования к идеальному пробоотборнику, то, что надежная герметичность, я так понимаю, именно об этом речь идет, то, что сейчас делают, замечательно. Обеспечение еще заданной глубины отбора проб. Следующий слайд даст вам больше представления. Фиксирование термобарических условий отбора пробы, простота и надежность 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 муфты
Контроль герметичности камеры	отсутствует	Электромагнитный датчик

Газпром нефть | 57

Вот сравнение того, что было и то, что удалось добиться 20 лет назад. А сейчас-то, конечно, еще больше прогресс. Это очень широко распространенный пробоотборник ВПП-300, разработан в 1968-м году, и предельное давление было 300, предельная температура 100 градусов Цельсия, и почти полное отсутствие всякой аппаратуры, позволяющей контролировать и термобарические условия по стволу скважины, и фиксирование момента открытия камеры, и фиксирование глубины спуска, и контроль герметичности камеры вообще отсутствовало. И до сих пор эти пробоотборники используются, и в частности той фирмой, которую я упомянул. Вот просто ради любопытства можно поинтересоваться, особенно на старых месторождениях, где берутся контрольные пробы, по крайней мере несколько лет назад ВПП-300 еще использовали, и индукционный магнитный серийный пробоотборник 22 (ИМСП-22). Значит, это 2000 года разработка, и мы видим уже предельное давление до 600 бар, температура выше, возможно есть электронный таймер, встроенный термометр-манометр, электромагнитный датчик, магнитный локатор муфты, электромагнитный датчик тоже для контроля герметичности камеры. Но вот это совсем другое дело. И то, и то, значит, все это с большими трудностями внедрялось, и в итоге... Это отечественный. А существует много импортных пробоотборников, которые используются в разных компаниях, в том числе в нашей. Ну, вот это есть курс по отбору, хороший курс, который наши специалисты из Тюмени подготовили, и там уже приводятся самые различные пробоотборники, и там, кстати говоря, то, о чем вы говорите, наверняка тоже говорится о достижениях современных. А это вот просто для того, чтобы показать, что есть прогресс и прогресс именно в наших разработках, отечественных.

Модульный динамический пластиострессор 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)

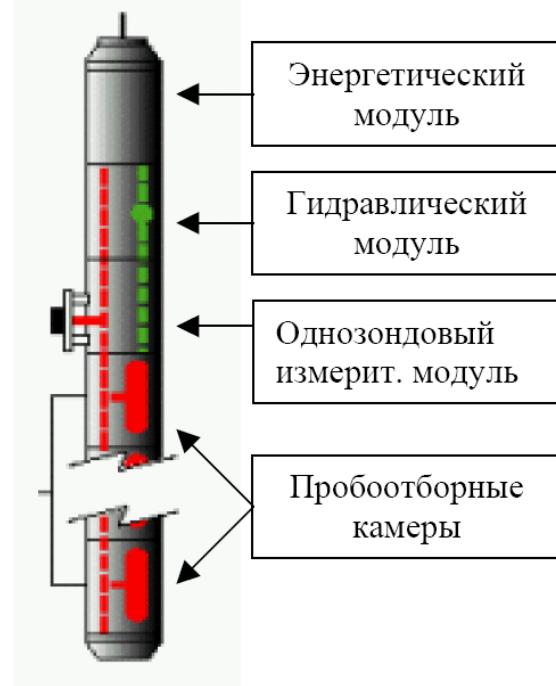
Газпром нефть | 58

Ну, и то, что используется для глубокопогруженных залежей с низкопроницаемыми коллекторами, это модульный динамический пластиострессор MDT компании Schlumberger. Там есть и оптические анализаторы, они разрабатывали этот динамический пластиострессор очень долгое время. Проба отбирается, флюиды, с сохранением пластовых условий, то есть если в обычных пробоотборниках наших, там по мере подъема пробоотборника у нас уменьшается температура и проба переходит в однофазное состояние, то при использовании пластиострессоров у нас осуществляется поджатие, после отбора пробы осуществляется поджатие, значит давление резко возрастает, у жидкости же она быстро, при изменении объема у жидкости, в следствии ее малой сжимаемости, давайте вспоминать PV-соотношение, значит у нас давление резко растет, и вот это вот давление выше пластового, оно сохраняется в пробоотборнике и поступает в итоге, в итоге вот это проба поступает в лабораторию и там уже выгружается в однофазном состоянии. Это вот большой прогресс, большой прогресс в области, по сравнению с тем, что было там 15-20 лет назад, но это такие пластиострессоры MDT, это разработки Schlumberger, нужно иметь в виду, что стоимость вот всех процедур, связанных с отбором проб, она многократно выше, чем при использовании обычных пробоотборников. И тут понятно, что если мы имеем дело с низкопроницаемыми коллекторами, сложными условиями и пластовыми флюидами с повышенным газосодержанием, то есть когда у нас мы не можем отобрать, мы не можем отобрать представительные пробы с использованием обычных пробоотборников, вот тогда, конечно же, несмотря на высокую стоимость, мы должны привлекать и модульные динамические пластиострессоры компании Schlumberger и другие фирмы тоже, но они отста-

ют от Schlumberger в этом плане, потому что получение представительных проб, то есть получение правильной информации о пластовом флюиде – это условие абсолютно необходимое для последующего и подсчета запасов правильного, и грамотного проектирования разработки, абсолютно это все нужно. Но я хочу сказать тем, кто будет на практике заниматься, этим занимаются геологические отделы соответствующих НГДУ и деньги, значит, у главного геолога и нужно, чтобы совершенно ясно было обоснование применения вот этих современных пробоотборников, пластоиспытателей, потому что денег часто не хватает и нужно очень хорошо обосновывать, это вот я из своей практики, понимаете, из теории совершенно ясно, что нужно лучшее использовать, но это лучшее стоит деньги. А если мы с зарубежными фирмами имеем дело, то это стоит очень большие деньги, и поэтому геологи, специалисты должны иметь четкую информацию, четкое объяснение, вот как раз задача специалистов в НТЦ, я этим занимался достаточно много, чтобы обосновывать и разъяснять особенности свойств пластовых флюидов, когда нужны и какие последствия могут быть в случае неправильного понимания PVT-свойств и пластовых нефти, и это же относится к газоконденсатным системам, но газоконденсатными системами мы начали заниматься сравнительно недавно, а вот проблема обоснования отбора проб пластовых нефти, она давно стоит, и она будет все остree и остree. Так что это очень важная проблема, и здорово, что у нас этим занимаются серьезно.

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)

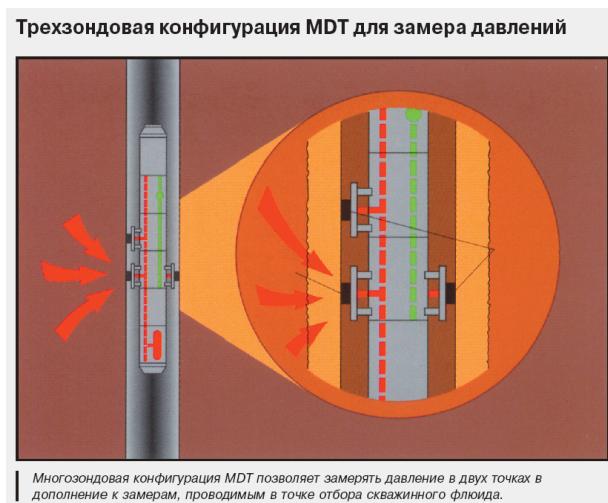
Газпром нефть | 59

Вот технические характеристики прибора МДТ, вы видите, максимальные температуры высокие, очень высокое максимальное давление, то есть все на высоком уровне. И отбор пластовых флюидов с контролем качества отбираемых флюидов, имеется в виду контроль качества,

потому что отбор с применением MDT, он обычно на разведочных скважинах, либо на эксплуатационных, только вышедших из бурения, и нужно, вот в чем еще особенность MDT, этому Schlumberger, я знаю, большое внимание уделяло, это как нам все-таки понять, как нам понять, что мы отбираем пластовый флюид, а не отбираем этот флюид в смеси с буровым раствором. Такие проблемы были, вот они были решены в результате комплексного использования специалистов разных направлений, и физхимики, и механика, и так далее, имеется в виду механика грунтов, и специалисты по флюидам, специалисты по автоматике и прочее. То есть, большие команды, большие команды классных специалистов решали эту проблему, и в итоге вот был создан MDT. И то, даже с применением MDT мы далеко не всегда можем решить проблему отбора представительных проб пластовых флюидов. Почему? Потому что если мы имеем дело, например, с двухфазными залежами, то у нас, несмотря на небольшую депрессию, минимально возможную депрессию, а для низкопроницаемых коллекторов она все равно может составлять и 10, и 20, и даже больше бар. То есть, тогда у нас может быть двухфазный приток, то есть, то о чем мы... и не только, потому что у нас в двухфазных залежах, вблизи газонефтяного контакта, у нас нефть, значит, она предельно насыщена практически, газонефтяного контакта. И даже если мы создаем небольшую депрессию, все равно уже начинается разгазирование, и мы получаем в пробоотборнике можем получить уже в неправильном соответствии... Значит, вот... Ну, то есть, когда есть свободная газовая фаза, то мы представительную пробу пластовой нефти уже по сути получить нам не удается. Неконтролируемое соотношение газовой фазы и нефтяной фазы. Ну, а если еще вот вблизи газонефтяного контакта, если есть прорыв из газовой шапки, ну, это вот совсем, совсем плохо. И вот можно вспомнить пример, который мы час назад посмотрели, когда из-за прорыва газовой шапки мы получили... Ну, не можем получить представительную пробу и правильно ее представить. Вот, но тем не менее, значит, вот типа MDT пластовые испытатели – это, конечно, большой прогресс, большой прогресс. Ну, здесь, слава Богу, что работают квалифицированные люди, в том числе и в НТЦ нашей компании «Газпромнефти», и в частности в Тюмени.

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

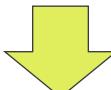
Условия пробоотбора

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

Теперь дальше, ну, так сказать, записываются условия пробоотбора, я должен сказать, что и здесь, и здесь уж что-что, ну, это-то нужно соблюдать, зафиксировать. И давление в точке отбора, и температуру в точке отбора, и депрессию на пласт, и все, что здесь написано. Да не делается это на практике, далеко... Ну, в общем, далеко не всегда это делается. Это просто, ну, поскольку кто-то из вас придет работать в нефтяные компании и поедет на промысел, значит, набираться опыта и будет там расти, пожалуйста, соблюдайте регламент и следите за тем, чтобы ваши подчиненные соблюдали регламенты. Потому что мне пришлось столкнуться с ... Когда, значит, вот, ведь смотрели результаты исследований 80-х годов, особенно 90-х годов, когда у нас, Бог знает, что творилось. Так вот, там непонятно, какие же термобарические условия в месте отбора пробы, какая депрессия на пласт. Значит, подготавливалась ли скважина, но ничего, такой информации не было. Поэтому не удивительно, что, значит, много-много всякой неправильной информации в итоге приходилось, ну, так сказать, несмотря на достаточно высокую квалификацию интерпретатору, все равно в качестве исходной информации она играет определяющую роль. И она часто бывает просто плохой. Сейчас на новых месторождениях с новой техникой, технологией, новым пониманием в случае ответственности высокой можно получить достаточно хорошую информацию. А то, что касается исследований, я повторяю, 20-30 летней давности, все было очень печально зачастую.

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
- 
- **занижение 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

Теперь, каковы же наиболее частые следствия использования непредставительных глубинных проб пластовой нефти? Это занижение ее газосодержания. Ну, вот в частности, значит, из-за негерметичности пробоотборников. А если мы занижаем газосодержание, то мы занижаем объемный коэффициент. А в подсчете запасов используется величина, обратная объемному коэффициенту, это пересчетный коэффициент. Для тех, кто с этим не сталкивался, многие, конечно же, в дальнейшем все будет показано, но предварительно просто обратите внимание, что если у нас непредставительные глубинные пробы, то занижается газосодержание, занижается объемный коэффициент. В результате мы завышаем геологические запасы нефти, занижаем геологические запасы растворенного газа и занижаем КИН по фактическим данным добычи. Потому что если мы завышаем геологические запасы нефти, а коэффициент излечения нефти по фактическим данным добычи, значит, это что такое? КИН – отношение добытой нефти к ее геологическим запасам. Если мы завысили геологические запасы из-за того, что мы занизили газосодержание, значит, соответственно, текущий КИН мы занижаем. Недопустимые ошибки при оценке PVT-свойств в технологических расчетах и проектировании системы добычи. Это то, о чем я уже говорил, вы это уже не раз слышали. И приходится сталкиваться, приходилось и сейчас приходится сталкиваться с проблемой, когда оказывается, что через несколько лет, через какое-то время после подсчета запасов, когда происходит пересчет запасов, или же катастрофически не хватает газа. То есть газа в подсчете запасов меньше было записано, ну подсчитано, чем по результатам фактической добычи. И, значит, вот это та проблема, это неправильные исходные первичные данные. Занижение газосодержания, занижение геологических запасов

растворенного газа. А потом вот приходится волевым методом завышать газосодержание. При этом те, кто не понимает физику флюидов, зачастую говорят, что завышение, значит, вот там в геологическом отделе для подсчета, для того, чтобы в ГКЗ приняли пересчет запасов и так далее, там вот волевым образом завышают начальное газосодержание, но при этом же автоматически снижаются начальные запасы нефти, а это не рассматривается; в отрыве, а так не бывает. Если у вас газосодержание нефти выше, у вас объёмный коэффициент становится меньше. Пардон, значит, если у вас завышается, то есть повышаете вы газосодержание, повышаете газосодержание, у вас автоматически повышается величина объёмного коэффициента, а пересчётный коэффициент становится меньше. Пересчётный коэффициент повторяю это обратная величина объёмного коэффициента. Вот формулу я потом приведу, и, значит, запасы начальные нефти меньше становятся, а на это закрывают глаза. Ну, вот это вот из-за... в общем много всякой ерунды творится, а вы должны просто физику понимать. Вот для этого и я стараюсь вам рассказывать о PVT-свойствах так, как их нужно понимать, потому что зачастую в учебниках недостаточно, конечно же. Это всё объясняется.

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

Теперь, ну, требования к отбору проб. А теперь, значит, смотрите, это мы про глубинные пробы говорили, да? А в стандарте говорится, что в случае невозможности отбора глубинных проб, представительных глубинных проб, отбираются, значит, пробы на сепараторе, пробы газа и пробы нефти на сепараторе. И они впоследствии в лаборатории рекомбинируются, то есть воссоединяются в соответствии с измеренным газовым фактором. А газовый фактор равен отношению дебита газа к дебиту, значит, нефти в условиях сепарации. И вот сепаратор при этом,

вот требования к нему достаточно серьёзные должны, значит, они тут описаны. То есть, нужно все эти требования соблюдать.

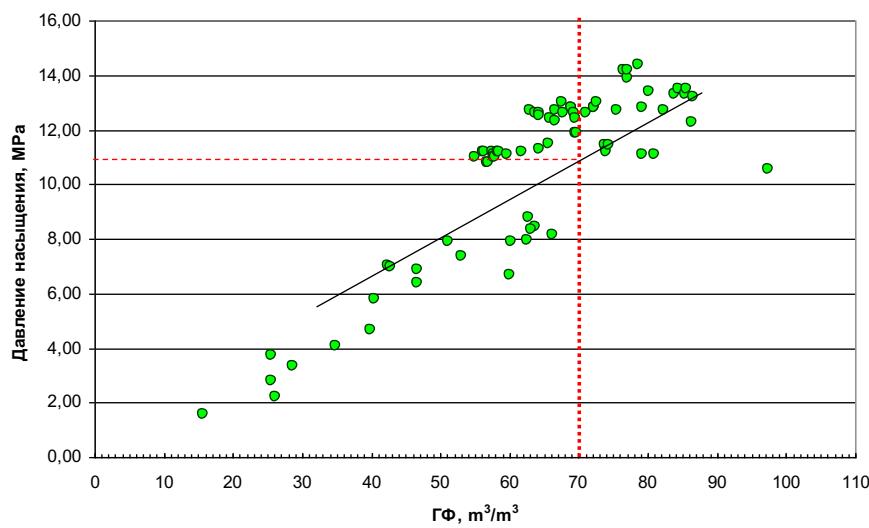
Процедура принятия решения для оценки PVT - свойств

Газпром нефть | **64**

Теперь, значит, у нас с вами ещё есть сегодня чуть-чуть времени, и мы рассмотрим процедуру принятия решения для оценки PVT-свойств в случае, когда у нас много уже проведено исследований, они разные, у нас очень широкий разброс.

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

1. Удаляются разгазированные пробы



$$P_b=10.8 \text{ MPa}$$

Газпром нефть | 65

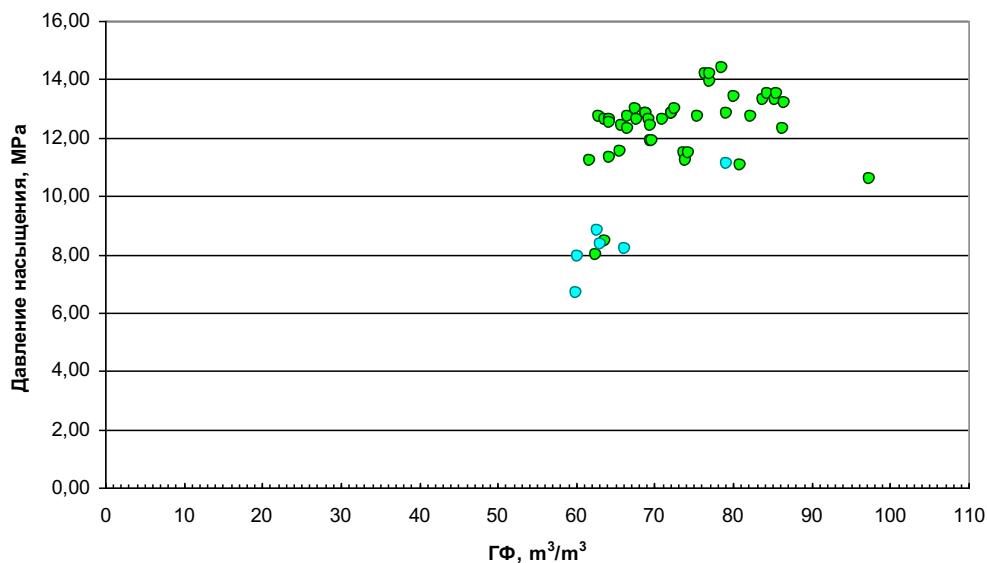
У нас очень широкий разброс, вы видите, значит, отобранные пробы были исследованы в лаборатории, и широкий диапазон изменения газосодержания и давления насыщения, которое зависит от газосодержания. Значит, вот в результате, когда мы учитывали практически, ну, не отбраковывали пробу, не проводили анализ, у нас с вами оценка давления насыщения 10.8 мегапаскалей. Невысокая, да и само газосодержание, оно тут невысокое, но достаточно большой разброс по газосодержанию отобранных проб. Теперь вот что интересно, опять по терминологии, значит, я говорю газосодержание, но дело в том, что газосодержание используют, это терминология применяемая, по данным лабораторных исследований проб, то, что измеряется на промысле, это газовый фактор. Поэтому, если строго, мы же с вами оцениваем давление насыщения по результатам лабораторных исследований, поэтому более правильно, я это себе тоже сейчас запишу, если смогу, то поправлю, на оси абсцисс у нас не $\Gamma\Phi$ (газовый фактор), а более правильно это газосодержание. Ну, это я вам так, в качестве замечания, в качестве замечания, такой комментарий, в качестве комментария я вам рассказываю, терминология имеет значение. Давление насыщения, повторяю, оно оценивается по результатам лабораторных исследований. И только предварительно, может быть, по данным первых разведочных скважин, пока лабораторные исследования не проведены, можно, можно, да, можно, по данным газового фактора оценивать с помощью корреляций, о которых я тоже затем, впоследствии скажу. Когда у нас ещё нет результатов лабораторных исследований представительных проб, но есть измерение газового фактора на скважине, значит, в самом начале, когда у нас давление ещё не упало ниже давления насыщения, то газовый фактор, он соответствует начальному газосодержанию. И тут

есть такая, значит, вот, чему можно следовать, что если измерять величину газового фактора с начала эксплуатации скважины, то можно что заметить? Значит, у нас этот газовый фактор, он имеет постоянное значение, у нас давление насыщения ещё не упало, давление не упало в пласте ниже давления насыщения, газовый фактор должен быть постоянным. А затем, вдруг он чуть, ну, в общем, немного падает, этот газовый фактор, это сигнал того, что мы, наше пластовое давление достигло давления насыщения. И очень быстро, то есть это короткий период падения величины газового фактора, через которое короткое время, у нас он начнет сильно возрастать. Почему он падает? Потому что у нас вот давление насыщения мы достигли, значит, начался газ выделяться из пластовой нефти, но, и это зависит от величины газосодержания нефти, в начале газовая фаза не фильтруется. Как любая фаза, для неё существует критическая насыщенность. Это величина, ниже которой данная фаза не течёт в пласте. Значит, для газа это величина меньше, чем для жидкости, чем для нефти. Но, тем не менее, это не ноль. Значит, поначалу, когда газ выделился из нефти, он не фильтруется, пока его доля в объёме пор, то есть насыщенность не достигнет так называемой критической насыщенности. И затем, как только достигнет, очень быстро газовые фазы начинают фильтроваться к забоям, и газовый фактор начинает быстро возрастать. Это, значит, зависит, вот эта вот критическая насыщенность, она зависит от характеристик пористой среды. И её нужно определять в лаборатории для пористой среды данного месторождения, пласта. Ну, повторяю, обычно насыщенность газовой фазой возрастает достаточно быстро, и поэтому газовый фактор... Чем выше газосодержание нефти, тем меньше этот период. Его можно вообще пропустить. Ну, вот это очень полезная зависимость. Если следить за газовым фактором, мониторить его постоянно, тогда можно чётко определить время достижения пластовым давлением давления насыщения.

Теперь ясно, что при таком разбросе, который показан на рисунке, нельзя точно определить давление насыщения. Значит, нужно удалять разгазированные пробы. Ну, вот все нижние, все то, что внизу, всё это, конечно, удаляется. Это уже происходит... Это уже совершенно не соответствует пластовым пробам.

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

2. Удаляются пробы с ошибочными плотностями нефти

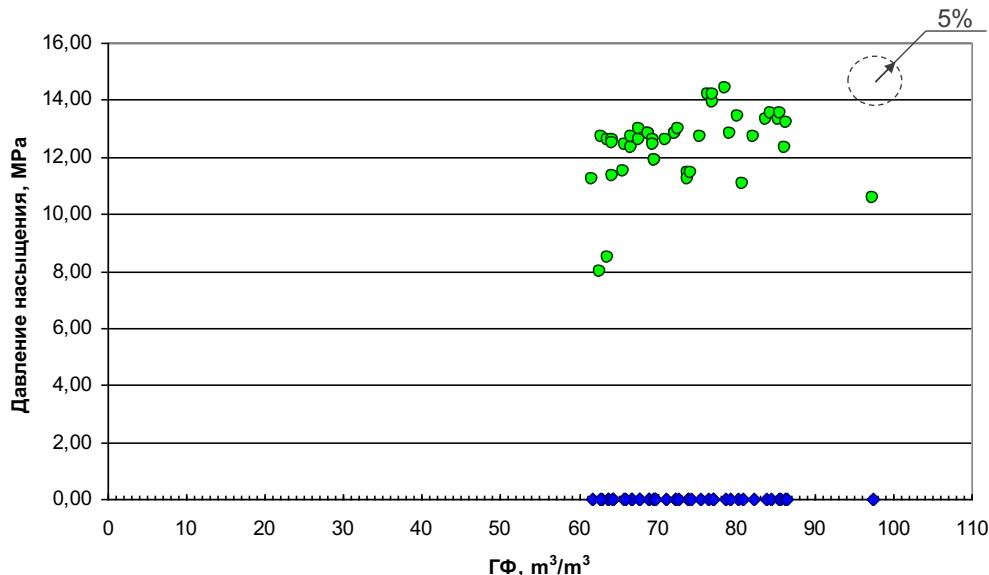


Газпром нефть | 66

Значит, вот после удаления смотрят на величину плотности нефти, дегазированной нефти. И нефти с ошибочной плотностью, с повышенной плотностью или с заниженной плотностью нужно удалить.

Процедура принятия решения для оценки PVT-свойств

3. Рассматриваются свойства для каждой пробы



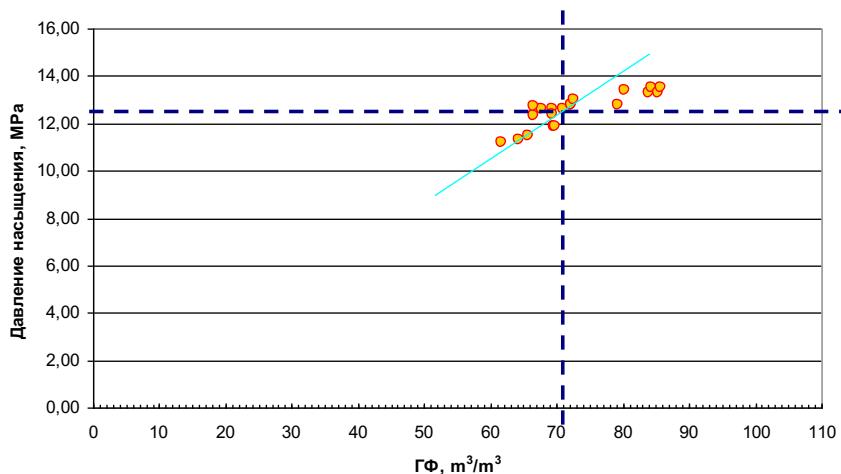
Газпром нефть | 67

Вот затем нужно рассмотреть свойства для каждой пробы. И тут показан в углу 5% по критерию Стьюдента, по статистике. Вот давайте внизу посмотрим. Значит, у нас внизу есть отрезок для всех оставшихся проб. Мы видим, что одна из проб явно совершено в стороне от общего массива. Значит, она удаляется, но удаляется и две пробы тоже просто визуально. Явно совершено давление насыщения двух проб в районе 8 мегапаскалей, они, так сказать, выпадают из общего диапазона.

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

Вот в результате анализа и по плотностям, и по другим критериям. Значит, вот если ошибка превышает 5% из общего массива, значит, их удалили, эти пробы. Это нужно смотреть просто статистику, теорию статистики и вот эти критерии Стьюдента. Ну, мало это кто делает. Но теоретически, да, теоретически так правильно. Но ни в отраслевых стандартах об этом не сказано, ни в курсах обычно не говорится. Но это вот теоретически, да, нужно поступать так. В результате из общего массива остается гораздо меньше проб, на которые нужно ориентироваться. И после осреднения давление насыщения оставшихся проб, давление насыщения оценивается величиной 12.4 мегапаскалей, то есть выше значительно, чем первоначально. А чем это чревато? Мы же ориентируемся на давление насыщения, что мы можем, это та величина, ниже которой нежелательно спускать пластовое давление, за исключением случаев, когда низкое газосодержание нефти. Ну, вот в данном случае, кстати, можно при разработке чуть-чуть ниже 12.4 снижать давление, потому что выделившийся газ, он фильтроваться не будет из-за его низкой насыщенности, и это можно допустить. Но это надо специально исследовать. В данном случае оценили давление насыщения 12.4 мегапаскалей. Значит, значительно выше, чем до этого. То есть была неправильная оценка. Значит, ориентировались, что можно снижать давление существенно ниже, чем 12.4, и было бы уже приличное разгазирование и всякие проблемы.

Вот на этом я на сегодня закончу лекцию, и, значит, завтра мы начнем с исследований пластовой нефти, в которых определяются базовые параметры. Спасибо за внимание!

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

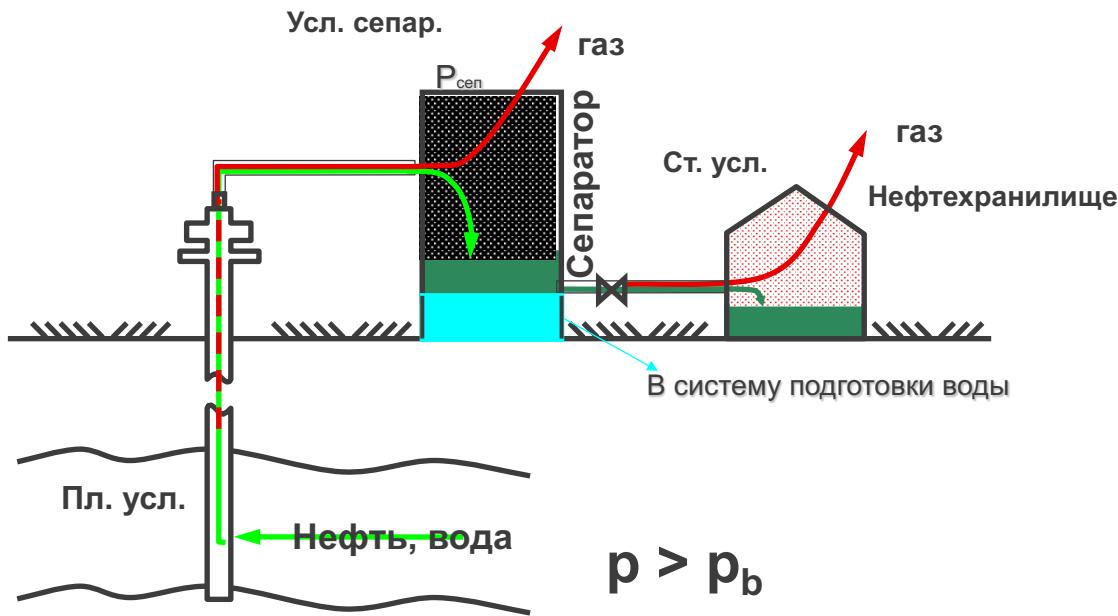
задаем 20 градусов Цельсия и указанное давление 1 физическая атмосфера. За рубежом, я уже говорил, температура стандартная является 60 градусов Фаренгейт или 15,56 градуса Цельсия. Почему я параллельно говорю об условиях за рубежом? Потому что практически во всех лабораториях сейчас оборудование поступившее 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

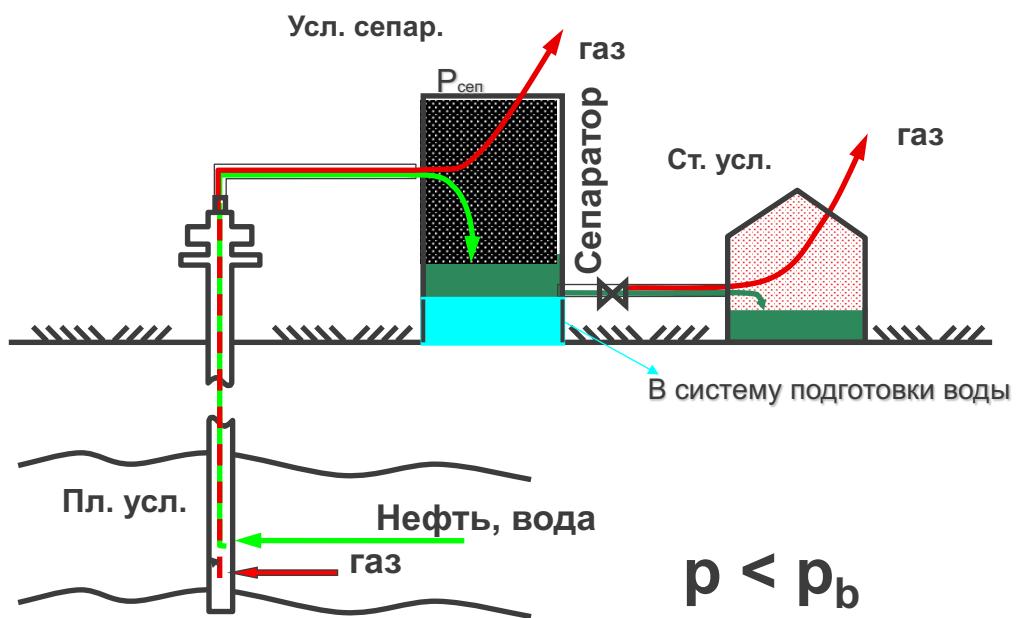


Газпром нефть | 70

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_{sep} 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

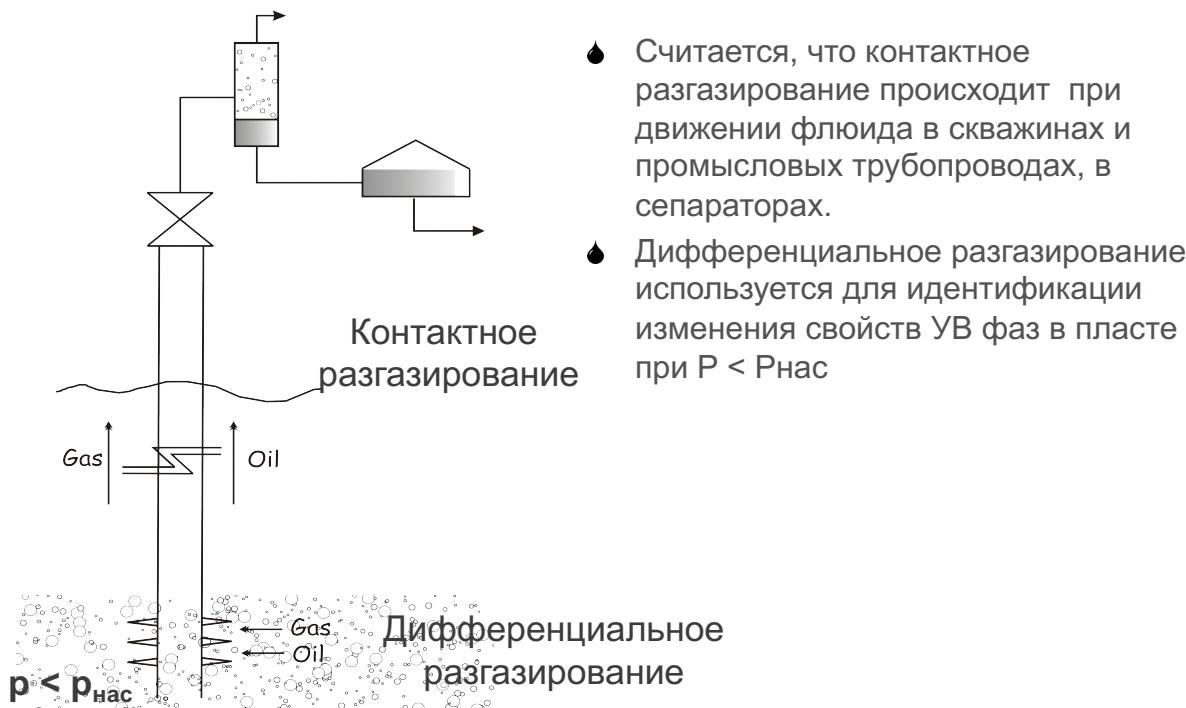


Газпром нефть | 71

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

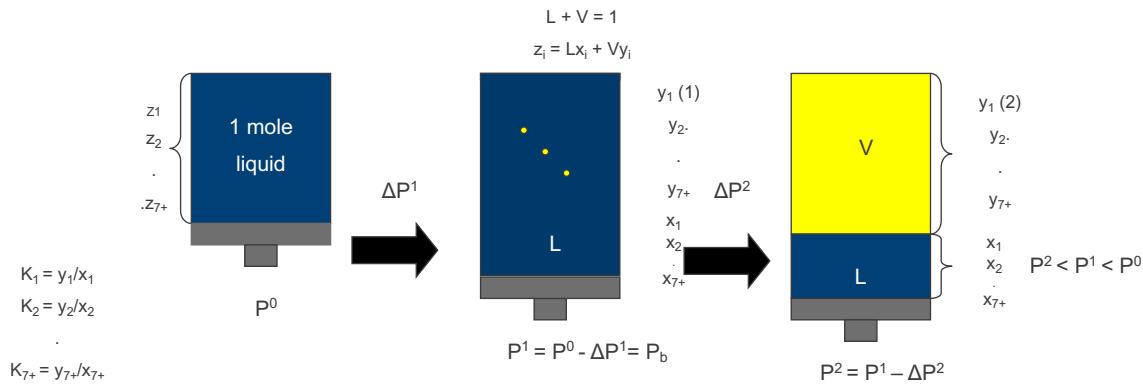


Газпром нефть | 72

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

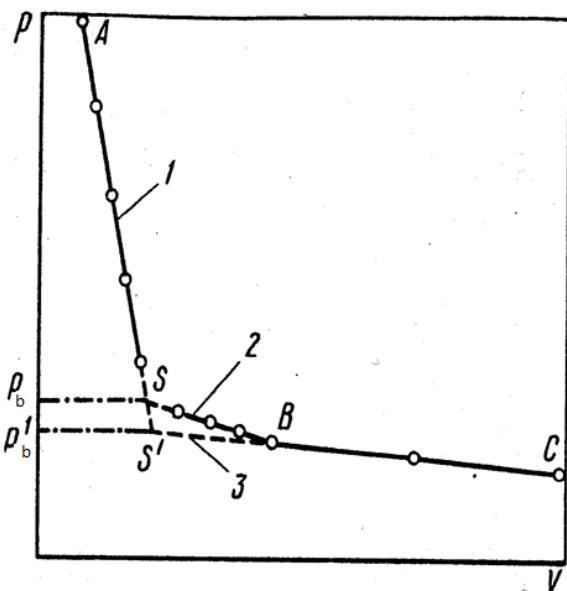


График для определения давления насыщения объемным методом:

- 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.

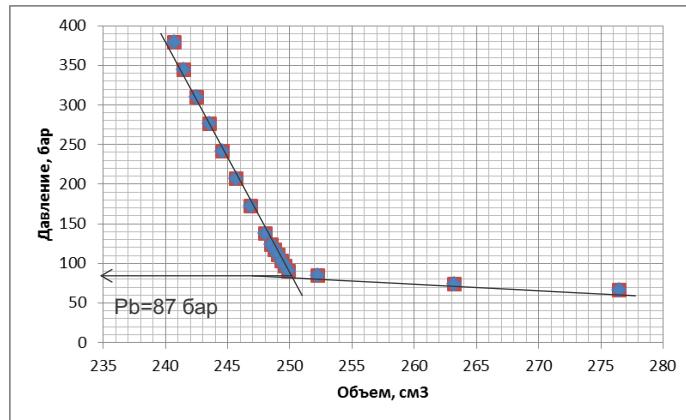
**Упражнение: ниже приведены данные PV-зависимости.
Определите давление насыщения по результатам теста.**

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.

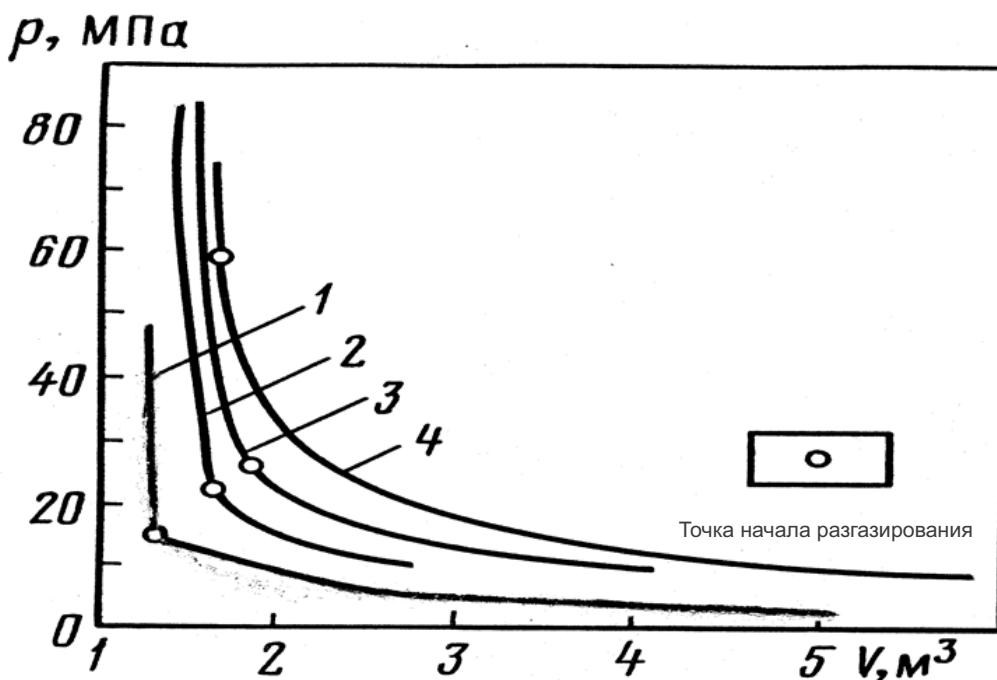
Результат обработки данных в Excel



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

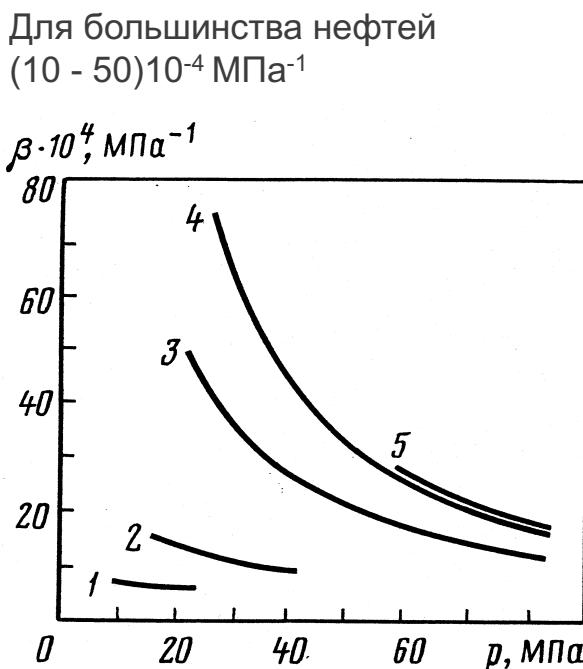


Газпром нефть | 78

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 $500 \text{ м}^3 \text{ на } \text{м}^3$, 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

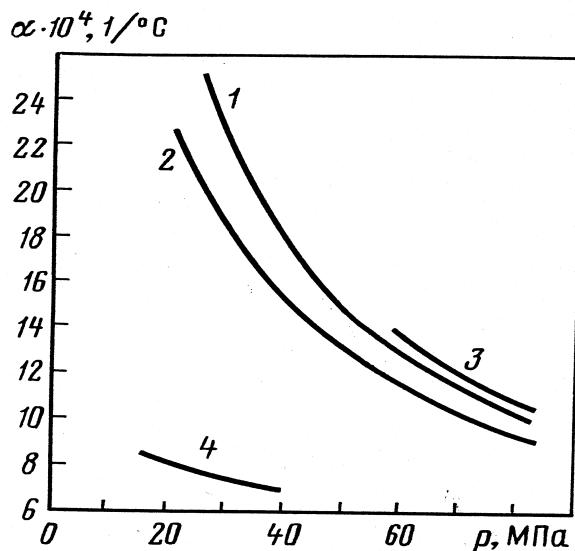
*Брусиловский А.И. «Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа.»

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, заменив 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 однородном 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 $(10 - 20) \cdot 10^{-4} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$



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

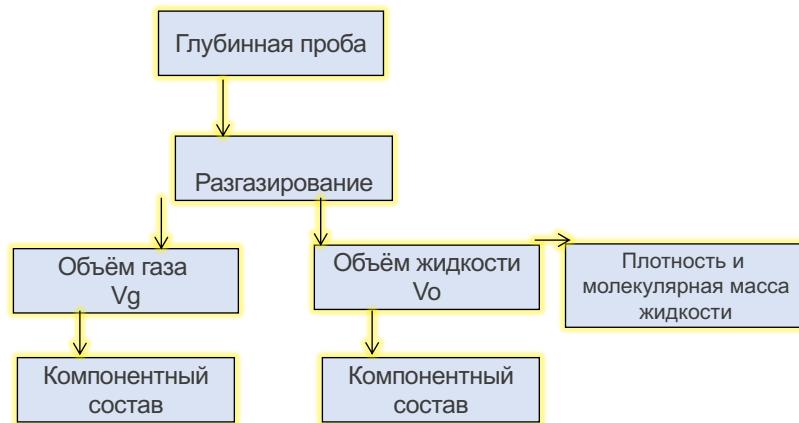
Зависимость от давления температурного коэффициента объемного расширения пластовых нефтей различных месторождений:

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.

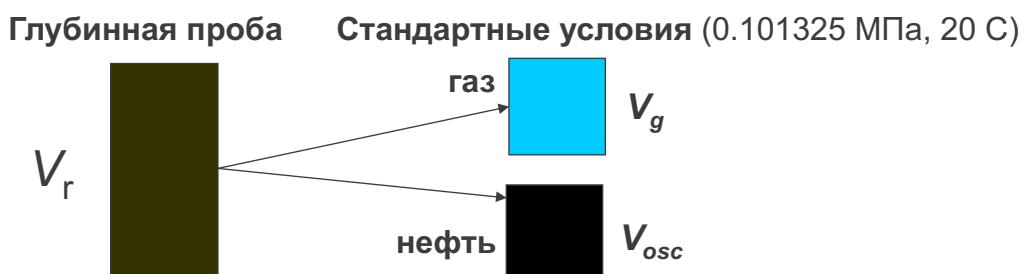
Понятия объемного коэффициента и газосодержания

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

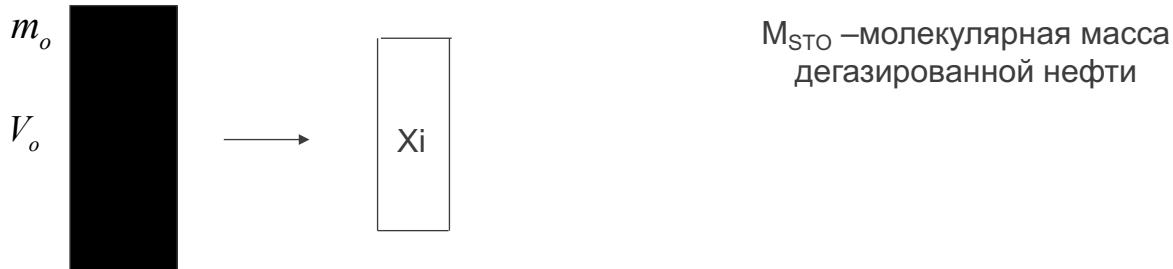
Перед лекцией я еще раз посмотрел, что пишут по поводу стандартной сепарации, что написано было в монографии Абрама Юдельевича Намиота, о которой я говорил, это замечательная книга «Фазовые равновесия в добыче нефти», где человек просто описывает основные моменты, очень хорошо понимая и физику, и особенности 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



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

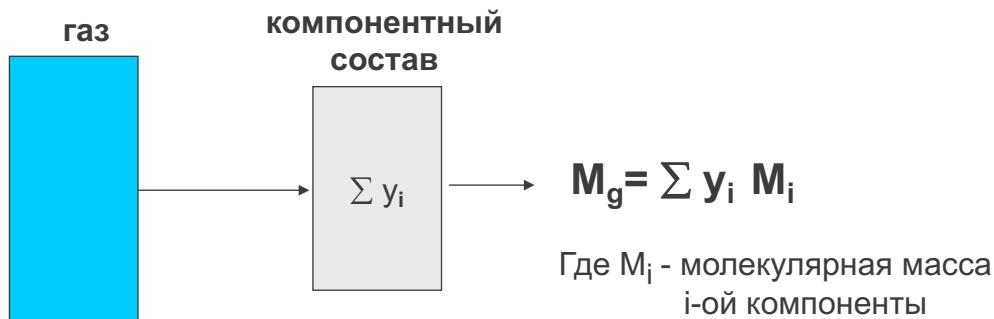
γ_o - относительная плотность нефти

Газпром нефть | 83

Компонентный состав и относительная плотность дегазированной нефти. Здесь просто обозначения показаны. У нас есть проба дегазированной нефти массой m_o , объемом V_o и компонентным составом X_i , который определяется хроматографией. В результате стандартной сепарации определяют и молекулярную массу дегазированной нефти. Почему индекс STO? Это Stock Tank Oil. Дегазированная нефть – это стандартное ее обозначение во всех зарубежных источниках и в отчетах наших компаний тоже часто применяется, тем более что они все, повторяю, развивались под влиянием компаний Schlumberger, Halliburton или других, в основном эти. Соответствующие обозначения автоматом перешли; это нормально совершенно. Сейчас аббревиатура используется та, что в англоязычной литературе, и это нормально совершенно. Вообще аббревиатура, я хочу сказать, в SPE (Society of Petroleum Engineers) общество, оно издает журналы, оно издает монографии и стремится к единообразию обозначений (также как у нас есть). У нас есть справочник, просто не думаю, что вы об этом знаете, например, справочник по терминологии и обозначениям, изданный в Академии наук СССР. Академия наук СССР это не РАН, это была вообще могучая абсолютно организация выдающихся, самых выдающихся ученых и они в том числе, значит, издательство Наука, это вот как раз издательство РАН, оно издаёт очень солидные монографии. Есть в том числе справочник по терминологии в области разных наук, и механика, и физическая химия, ну все отрасли абсолютно. И там четко и обозначения рекомендуются, и четко говорится о том, что имеется в виду под этой терминологией. И если вы заметили или заметите, вот то же самое в изданиях под эгидой SPE, там единая терминология применяется. И зная эту терминологию, ты уже можешь источники

(книги), написанные разными авторами, читать совершенно свободно из разных стран, потому что терминология и обозначения общепринятые. Вот такая вещь. У нас такого единства до сих пор нет, и только-только как-то приводится, стараются это единство создать. Но неприятность, может быть, кому-то я впервые сообщу, ну, кого-то это заинтересует, кого-то не заинтересует. Ну, те, кто в нефтяной области будет работать. К сожалению, на днях был закрыт в России Московский офис SPE. Он существовал с начала 90-х годов, и мы... Затем, кстати, в Санкт-Петербурге секция была образована. SPE закрыла в России офисы, и, к сожалению, президент SPE всем членам SPE написал, что очень сожалеет и будут... Буквально это произошло пару дней назад. Но, тем не менее, значит, возможность читать литературу, ценные монографии и статьи SPE, надеюсь, у нас останется. Надеюсь, у нас останется и через какое-то время деятельность SPE в России возобновится. Это в качестве информации. Потому что сыграло очень большую положительную роль то, что Society of Petroleum Engineers, значит, объединяло специалистов из разных организаций в нашей стране тоже. И были ежегодные конференции, но, надеюсь, через какое-то время они возобновят свою работу. Значит, теперь, возвращаясь к слайду, ну, плотность очевидная. Плотность определяется отношением массы к объему. Значит, а вот используются в инженерной практике относительные плотности, понятие относительной плотности. И относительная плотность нефти – это ее отношение к плотности дистиллированной воды. Я об этом говорил и повторяю, чтобы вы уже четко совершенно это усвоили. Что когда обозначение γ_o – это отношение плотности нефти к плотности воды, естественно, в тех же единицах, и плотности именно дистиллированной воды. Если хотим мы плотность воды узнать абсолютно, то мы должны относительную плотность... Ну, вернее, так. Это я уже... В общем, если мы знаем относительную плотность нефти, а хотим узнать ее абсолютную плотность, то нам нужно относительную плотность нефти умножить на 1000, потому что используется дистиллированная вода плотностью 1000 кг на метр кубический.

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

Дальше пошли компонентные составы и относительная плотность газа. Не все это знают. Поэтому что получается у нас? Вот у нас есть газ. Эта терминология относится и к растворенным газам, и к свободным газам. Мы сейчас рассматриваем однократное разгазирование, стандартную сепарацию, имея в виду выделившийся из пластовой нефти газ. Компонентный состав его y_i в сумме равняется единице, и молекулярную массу газа мы можем рассчитать, зная компонентный состав и молекулярную массу отдельных компонентов, просто аддитивно, складывая произведение мольной доли этого компонента на молекулярную массу, и можем рассчитать с вами относительную плотность газа. Если для нефти относительная плотность была безразмерной величиной, и мы относили к плотности дистиллированной воды, то относительная плотность газа это безразмерная величина отношения плотности газа размерной к плотности воздуха. И она равна отношению, просто это из-за уравнения состояния идеального газа. Молекулярная масса газа, разделённая на молекулярную массу воздуха. Молекулярная масса воздуха 28.96, поэтому вот эта формула. Теперь вас не должно смущать, вот здесь 28.96, где-то написано 28.97, я уже об этом вам говорил, просто в разных источниках разные величины. В инструкциях у нас 28.96. У Кёртиса Витсена в монографии [не распознано] 28.97. И я в свое время делал разные программки и использовал 28.97, потому что хотел, чтобы все было в соответствии с правилами SPE. Ну, там 28.97 – это в официальной монографии SPE. На самом деле такая точность, конечно, совершенно не нужна, потому что используются эти величины для оценочных расчетов, для корреляций. Это с точки зрения инженерных расчетов абсолютно одно и то же, 28.96 или 28.97. И кроме всего прочего, мы знаем, что состав воздуха несколь-

ко меняется, и поэтому, в общем, можно для инженерных целей использовать 29, даже, что и делает Билл Маккейн, о котором я говорил.

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

Повторение той таблицы, которую я уже показывал 10 октября и вчера тоже, когда мы проходили сначала быстренько, я тоже показывал. Это, значит, свойства индивидуальных компонентов. И я просто единственное хочу сказать, что вчера был вопрос по ацентрическому фактору, что я говорил, что с увеличением числа атомов углерода, это видно здесь для углеводородов, величина ацентрического фактора увеличивается. И я смотрел вчера, да, и был вопрос, а если у нас симметричные молекулы, есть изомеры, то как там. Значит, этот вывод неизменен. Значит, я посмотрел очень известный справочник, свойства газовой жидкости, причем несколько изданий у меня в домашней библиотеке. Значит, это Рид Шервэт, Рид Шервэт-Прауснец, значит, это все очень известные ученые американские, разных годов. И последнее издание это Рид Прауснец-Поллинг. Значит, там до C₂₀ приведены углеводороды самого различного строения и максимальное количество атомов углерода до 20. Вот и там приведены вот сведения по критическим молярной массе, критическому давлению, температуре, объему и ацентрическому фактору. Значит, как я вчера и говорил, ацентрический фактор равный нулю, он соответствует неону (компонент). В этом справочнике там не только углеводороды, там и другие компоненты. Вот неон, для него ноль, ацентрический фактор, упругость паров его соответствует вот этой классической кривой, которая была в 1955 году Питцером предложена. Александр Иосифович, а можно еще вопрос? В книге у вас написано, что ацентрический фактор определяется как разница десятичных логарифмов. Это же то, что вы видите на слайде.

Да, да. При чем здесь книга? Книгу же не все читали. Так, так, я слушаю вас. Вопрос, а что, какое вещество берется в качестве такого, которое подчиняется универсальной зависимости? Вот, значит... Кроме неона. Нет, нет, об этом не сказано. Понимаете, в этих монографиях об этом... Это нужно первоиспытать. Это нужно в первоисточнике статью Питцера поднимать. Но вы посмотрите, пожалуйста, Рид Шерват-Прауснец, да, классика, свойства газовой жидкости. И там просто этому вопросу достаточно много вниманияделено. И даже Абрам Юдельевич Намиот, на которого я все время ссылаюсь, он ссылается в своей монографии на этот справочник, ну, одно из первых изданий. Вот. Поэтому, значит, тут нам не важно, понимаете, важно суть. То есть во всех программах, вот вы которые используете, там есть величина ацентрического фактора в библиотеках. Вот я просто рассказывал о смысле его. Что он, значит... И главное, что была вот эта вот... Когда был сформулирован принцип соответственных состояний, то, значит, на основе уравнения Ван-дер-Ваальса это было сделано, и было показано, что существует однозначное соответствие теоретически строго между приведенным давлением, приведенной температурой, удельным объемом и другими веществами. Значит, вывод такой, что зная приведенное давление, приведенную температуру, вы можете определить приведенную величину любого свойства, ну, в частности, удельный объем, это из уравнения Ван-дер-Ваальса. И там же из этих рассуждений и из уравнения состояния Ван-дер-Ваальса следует универсальное... Следует универсальное... Это не то, что какое-то вещество. Вот смотрите, всё, я вспомнил. Значит, вот из уравнения, из принципа соответственных состояний следует однозначная зависимость между приведенным давлением и приведенной температурой. Это для веществ, обладающих шаровой симметрией, и вот приведен такой график. Но более подробно вы просто читайте монографию. И первоисточники просто можно почитать. Сейчас у нас нет такой возможности. Ну, вы поняли, да, Дэн? Да, понял. Большое спасибо. Ну вот, да-да. Я также и дальше, я же буду делать обзор по уравнениям состояния, у меня не будет возможности подробно обсуждать. Это всё такие специальные вопросы. Специальные вопросы, и нужно просто углубляться, уже читая монографии, статьи. Ну, естественно, если специалисты этим занимались, конкретно этим вопросом, то и со специалистами беседовать. Но они всё равно черпают свои знания из монографий и статей, из первоисточников. Вот Рид Шерват-Прауснец, свойство газовой жидкости, вот так вот. Это первоисточник для нас, если не статья 1955 года и так далее. Давайте дальше пойдём. Я, значит, хотел просто вам сказать, что у нас ацентрический фактор, его величина растёт с увеличением числа атомов углерода по мере отклонения молекул от шаровой симметрии. Там не только шаровая симметрия и всякие дипольные моменты и прочее-прочее, но это специальные вопросы.

Оценка базовых параметров

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

$$V_o = 50 \text{ мл} ; V_g = 8.55 * 10^{-3} \text{ м}^3 ; m_o = 0.042 \text{ кг}$$

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.

Газпром нефть | 86

Значит, вот пример простой. Из глубинной пробы, полученной при стандартной сепарации, такой-то объём нефти, объём газа, масса нефти, компонентный состава выделившегося газа, какие базовые параметры можно определить, рассчитать их значения? И вот сейчас мы быстренько посмотрим. И подобная задача в сборнике, задача, которую я переслал. Ну, простейшая задача, понимаете? Просто для закрепления материала; вряд ли вы будете определять по имеющимся данным газосодержание или же объёмный коэффициент. Но для закрепления материала по имеющимся данным это всё полезно. Это просто учёба.

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

Значит, вот мы в соответствии с данными определили газосодержание, определили объёмный коэффициент, определили молекулярную массу газа. Вообще, вот сейчас, кстати, заодно скажу, молекулярный вес, не применяю терминологию, это всё раньше было. Сейчас нужно массу. Значит, ну, а численно это то же самое. Числено то же самое, молекулярная масса газа. И, как я говорил, значит, опускают у.е. (углеродные единицы). Просто пишут безразмерной величины. Относительная плотность газа определяется отношением молекулярной массы газа к молекулярной массе воздуха и относительная плотность нефти определяется, значит, вот, отношением плотности нефти к плотности дистиллированной воды. Всё. Вот мы всё определили. И пойдём дальше.

Упражнение 5

Газпром нефть | **88**

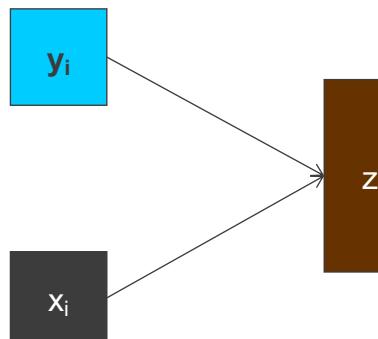
Упражнение 5, подобное только что разобранному.

Упражнение 6

Газпром нефть | **89**

Упражнение 6.

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

Вот, теперь вот важно очень. Мы, значит, рассматриваем с вами стандартное однократное разгазирование, стандартную сепарацию. И по результатам этого эксперимента определяется компонентный состав пластовой нефти, мольная доля. И вот я добавил в этот слайд, значит, для вашей, для обучения, значит, формулу, что же такое компонентный состав, мольная доля i -ого компонента. Мольная доля i -ого компонента равняется, вот когда у нас две составляющих, растворённый газ и дегазированный нефть, да, вот в результате стандартной сепарации. Значит, мольная доля. Мы должны знать число молей i -ого компонента в газовой фазе. Мы должны знать число молей i -ого компонента в нефти. Значит, по каждому компоненту мы это знаем. Мы суммируем по всем компонентам, получаем общее число молей в газовой фазе. По всем компонентам в нефтяной фазе дегазированной нефти, получаем n^o . И, значит, вот таким образом мы получаем мольную долю i -ого компонента пластовой нефти для всех компонентов. В сумме это будет, как вы понимаете, единица. А вот ниже уже показана формула для расчёта мольной доли i -ого компонента по результатам стандартной сепарации, то есть, вот однократного разгазирования, которая выведена из верхней формулы. Когда мы... Вот это можно самим сделать. Это можно в качестве упражнения вы можете попробовать вывести эту формулу. То есть определить чему равно число молей i -ого компонента в газовой фазе, чему равно число молей i -ого компонента в нефтяной дегазированной фазе, просуммировать по всем компонентам, и вы получите эту формулу. В предположении, что у нас при одной атмосфере и 20 градусах Цельсия газ ведёт себя как идеальный, а для идеального газа 1 моль занимает при стандартных термобарических условиях объём 24.04 литра или 0.0244 метра кубических. По другим данным

это не 24.04, а 24.05. Это опять же с инженерной точки зрения одно и то же. В книжке Намиота вообще написано 24.06. Он просто взял из какого-то источника. Если совсем точно считать, будет 24.05. Но во многих книгах я всегда... откуда-то когда-то взял 24.04? Поэтому я не стал исправлять. Если взять универсальную газовую постоянную с большим числом знаков, то мы получим 24.05 на самом деле. Не точно, а с округлением. Суть в том, что здесь обозначения все даны. Если ещё раз вы число молей i -ого компонента просуммируете и пронормируете, поделив на сумму числа молей всех компонентов в смеси, то вы получите формулу, которая Z_i равняется мольная доля i -ого компонента на газосодержание. Обратите внимание, что газосодержание метр куб на метр куб. Здесь все размерности соблюдены. Плюс мольная доля i -ого компонента дегазированной нефти на 24.04 на относительную плотность нефти по воде. И численно она равна плотности дегазированной нефти в граммах на сантиметр куб или в тоннах на метр куб. Делённая на молекулярную массу этой дегазированной нефти, и вы получаете компонентный состав пластовой нефти, который вы в программу свою вводите. И в лабораториях, когда приводится компонентный состав пластовой нефти, повторяю, это расчётная величина, полученная на основе замеров экспериментальных значений растворённого газа, дегазированной нефти, молекулярной массы нефти и газосодержания.

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

$$M_{C7+} = 200$$

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

Теперь тоже пример, это вот если мы не в лаборатории. Ну, этот пример, значит, что здесь написано? Из суточного замера в тестовом сепараторе и так далее. А можно было так не писать? Это из, опять же, опыта, то, что преподавал Александр Иванович Адегов в Роснефти. А в лаборатории, можно сказать, что полученный компонентный состав газа, компонентный состав

жидкости, да? Значит, газосодержание, метр куб на метр куб. Но если на промысле делаются измерения, то там получают объём нефти, там получают объём газа. Газ всегда при стандартных условиях, как я говорил, объём, да? Значит, мы получаем в лаборатории относительную плотность дегазированной нефти и составы. Вот составы на промысле, всё-таки составы – это прерогатива лабораторных исследований, хроматографии. И редко когда на промысле компонентный состав нефти дегазированной или растворённого газа определяют. Ну, где-то это и есть. В таком случае вас не должно смущать, что такое суточный тест, если он в сепараторе или не важно. Поделим, значит, мы дебит газа на дебит нефти, получим газосодержание. Это можно делать в лаборатории, это можно делать где-то там в промысловых исследованиях, не важно. Вот нам даны составы, нам дана молекулярная масса и относительная плотность группы C_{7+} для нефти.

Решение

Газовый фактор по результатам замеров равен:

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

Газпром нефть | 92

И, значит, мы по данным, которые приведены, можем определить газосодержание, поскольку здесь говорится про промысловые исследования, значит, это ГФ – газовый фактор. Когда мы говорим газовый фактор, это означает, ну в подавляющем большинстве случаев, что речь идёт о промысловых исследованиях. Потому что, когда мы говорим о лабораторных исследованиях, там всё-таки применяется терминология газосодержания. Если возьмёте технические отчёты, там газосодержание. Если возьмёте отчёты по промыслу, будет газовый фактор. Но, я уже говорил, заодно скажу, что пока давление в пласте не снизилось ниже давления насыщения, газовый фактор, он равен газосодержанию. Численно равен газосодержанию. И какая здесь особенность? Значит, у нас было дано газосодержание метр куб... Так, значит, здесь мы

определяем газовый фактор метр куб на тонну. Но у нас даны были объемы добычи нефти, объем добычи газа и относительная плотность нефти. Поэтому мы здесь используем эту относительную плотность нефти и получаем, что газовый фактор равен 268 метр куб на тонну.

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

Газпром нефть | 93

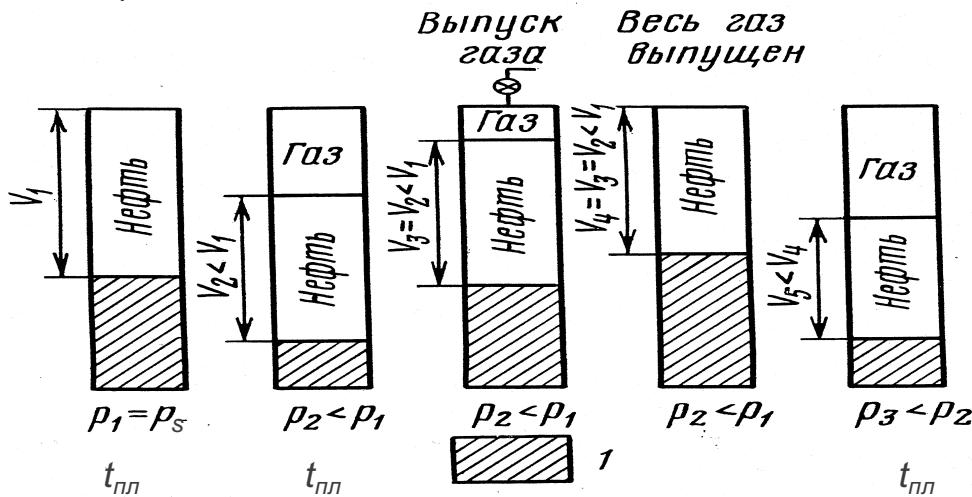
И дальше, хочу обратить ваше внимание, вот дальше табличка, где даны наши исходные данные по составу дегазированной нефти, молекулярная масса каждого компонента и в том числе группа C_{7+} , в лаборатории определенная. Значит, и предварительно рассчитанный состав пластовой нефти. Вот, получается, тут есть отличие от... и это специально сделано, чтобы вы обратили внимание. Смотрите, у нас, значит, газовый фактор метр куб на тонну в формуле, да? А до этого в формуле газосодержание было метр куб на метр куб. Вот в лаборатории, в лаборатории, да, вот если бы мы считали по этой формуле и использовали метр куб на метр куб, то у нас мы бы использовали эту формулу. А если у нас где-то на промысле там привычно использовать газовый фактор метр куб на тонну, значит, поэтому формула несколько меняется. Видите, тут в этой формуле нет относительной плотности нефти в отличие от той формулы, где использовалось газосодержание. Просто обращаю Ваше внимание. Потому что мы использовали относительную плотность нефти, когда мы уже газовый фактор вычисляли метр куб на тонну. Вот таким образом можно определить, что в лаборатории, это та формула, что была использована. Или по промысловым данным и данным состава, полученных промысловой лабораторией, можно оценить начальный состав пластовой нефти.

Упражнение 7

Газпром нефть | **94**

Соответственно упражнение.

Дифференциальное разгазирование пластовой нефти при пластовой температуре



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

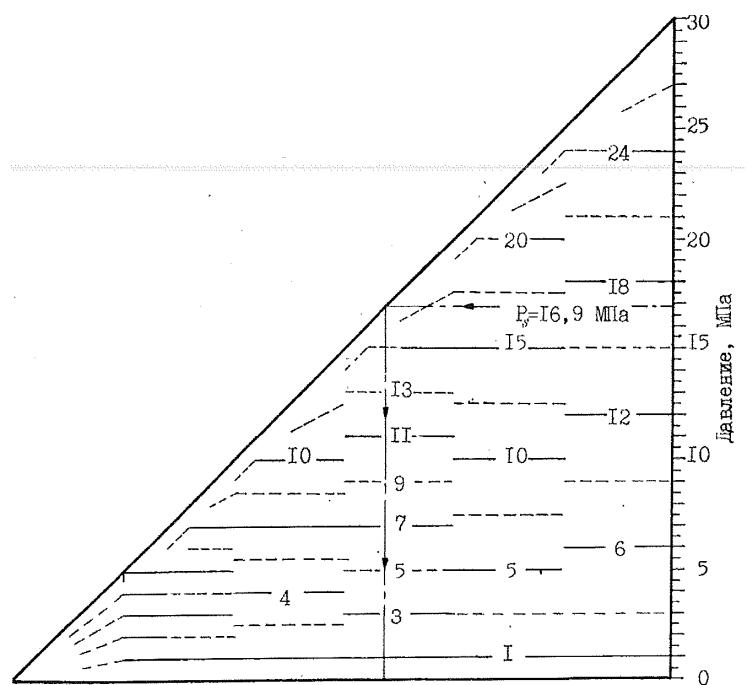
- * 8-10 ступеней снижения давления при пластовой температуре
- * При атмосферном давлении температура снижается от пластовой до стандартной (20 °C).
- * Оставшаяся нефть называется разгазированной

Газпром нефть | 95

Переходим к следующему. Итак, еще раз, стандартная сепарация. Основной смысл этого эксперимента, во-первых, это определение газосодержания, оценка газосодержания. И главное, это определение компонентного состава пластовой нефти. Мы определили компонентный состав пластовой нефти. Переходим к эксперименту дифференциального разгазирования пластовой нефти при пластовой температуре. Значит, физический смысл, еще раз, получение данных зависимости свойств нефти и выделившегося газа от давления при пластовой температуре. Значит, раньше все это были рекомендации в отраслевом стандарте о том, что необходимо сделать в этом эксперименте 8-10 ступеней снижения давления при пластовой температуре. Причем эти значения давления, это ниже, чем давление насыщения. Этот эксперимент проводится, начиная от давления насыщения пластовой нефти, которая была определена по данным контактной конденсации, по данным PV-соотношений. Или оптическим образом, оптический анализатор. Использовался, ну, в общем, данные контактной конденсации. Мы знаем давление насыщения, привели нашу, загрузили бомбу PVT, привели, значит, объем таким образом, чтобы давление стало равным давлению насыщения. У нас однофазное состояние нашей пластовой нефти при давлении, равном давлению насыщения. И начинаем эксперимент по дифференциальному разгазированию. Делается поэтапно, ступенчато снижая давление. Что сначала мы делаем? Увеличиваем рабочий объем в нашем сосуде PVT. И в результате увеличения объема мы достигаем давления P_2 меньше, чем первоначально, чем давление насыщения. Поскольку давление меньше, чем давление насыщения, из раствора нефтяного выделился газ. Вот у нас уже двухфазное состояние нашей системы при давлении P_2 . Мы измеряем объем, занимаемый газовой частью

и нефтью. То есть, знаем суммарный объем. И что мы делаем? Мы открываем вентиль и выпускаем газовую фазу при постоянном давлении, равном P_2 . И весь газ у нас при этом выпускается. Как только газа уже нет, мы закрываем вентиль. Измеряется компонентный состав выпущенного газа. Измеряется объем из стандартных условий газа, который былпущен. Измеряется объем нефти, которая частично разгазирована, из которой был выпущен газ при давлении P_2 . И дальше осуществляется вторая ступень разгазирования. Всё то же самое. Мы увеличиваем объем контактным образом, то есть, не изменяя компонентный состав нашей пластовой нефти. Мы снизили давление до P_3 меньше P_2 , выделился газ. И дальше мы его опять выпускаем. Измеряем объем выделившегося газа, его компонентный состав и так далее. Вот это всё делается в 8-10 ступеней. Есть рекомендации, которые я вам покажу. Они были в отраслевом стандарте 1980 года и 2003 года без изменений. А как делается сейчас, я вам потом скажу. Сейчас делается под влиянием зарубежных методик несколько иначе. Просто даже не то, что методик, а то, что усовершенствована аппаратура. И сейчас просто нет регламента по числу ступеней. Значит, при атмосферном давлении температура снижается. Вот мы эксперимент проводим при пластовой температуре. Достили одной атмосферы, выделился газ. Дальше мы снижаем температуру до 20 градусов или повышаем ее до 20 градусов. Это всё зависит от пластовой температуры, при которой мы проводили эксперимент. И оставшаяся нефть называется разгазированной.

График определения ступеней давления при дифференциальном разгазировании



Газпром нефть | 96

Теперь следующее. Вот сколько же нам ступеней осуществить? Вот в отраслевом стандарте приводилась такая номограмма (график) для определения ступеней. Мы ведь эксперимент должны проводить, начиная с давления, равного давлению насыщения. Вот в данном случае, в

данном примере, давление насыщения равно 16.9 мегапаскалей. Мы проводим от оси абсцисс, горизонтальную линию, до пересечения с осью... От катета до гипотенузы проводим горизонтальную линию до пересечения с гипотенузой. И опускаем вертикальную линию до нижнего катета. Что мы... Мы пересекаем линии с надписями, соответствующими давлению в мегапаскалях. Если мы пересекаем пунктирную линию, это необязательная ступень. Если мы пересекаем линию сплошную, это обязательная ступень. Ну, вот это такой график из опыта был. Тут никаких специальных обоснований нигде нет. Вот из опыта исследований в лабораториях такие рекомендации были даны. Значит, в данном случае что мы видим? Какие обязательные ступени при снижении давления с 16,9 мегапаскалей? Значит, мы видим линия обязательно 11 мегапаскалей, 7 мегапаскалей, 3 мегапаскалей и 1 мегапаскаль. Ну, естественно, потом атмосферное давление. Вот. А необязательные пунктирные линии, ну, тоже можно. Можно проводить исследование. Вот так.

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	

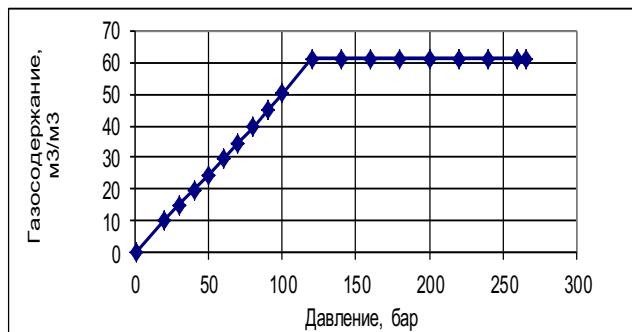
Газпром нефть | 97

И приведена таблица результатов. Пример выдачи результатов при дифференциальном разгазировании пластовой нефти. Вот рассмотрим с вами, как же ведут себя переменные. Значит, у нас начальное давление 213.7 бар. И при этом мы видим, что начальное газосодержание 184.8 м³ на м³. Как определяется начальное газосодержание? Мы же его вначале не знаем. Проводится эксперимент дифференциального разгазирования. Фиксируется выпуск газа на каждой ступени дифференциального разгазирования. Потом объем газа по всем ступеням суммируется, и мы получаем величину начального газосодержания пластовой нефти, который здесь и приведен 184.8 м³ на м³. По результатам дифференциального разгазирования приводятся стандарт-

ные таблицы. И там, в частности, такие данные, как газ, выделившийся по ступеням и суммарно, и газ в растворе. И вот это абсолютно симметричные данные. Значит, сначала фиксируется, сколько же газа выделяется, потом уже таким образом определяется, повторяя суммарное количество газа и его количество, остающееся в нефти по ступеням. Теперь на каждой ступени измеряется объем, занимаемый пробой нефти, начиная от давления насыщения и по мере разгазирования. Причем объем этот, который занимает на ступени нефть газированная, он измеряется после выпуска газа, остается нефть и вот её объем, он измеряется в сосуде PVT. И дальше мы вспоминаем определение объемного коэффициента, и мы получаем с вами величину объемного коэффициента, который вы видите, который уменьшается при снижении давления ниже давления насыщения. Объемный коэффициент уменьшается, уменьшается. На что хочу обратить внимание. Вот у нас при давлении 1 бар объемный коэффициент равен 1.33 в данном случае. То есть, значит, объем дегазированной нефти, отнесенный при пластовой температуре, при температуре эксперимента, отнесенный к объему при стандартных условиях, он больше. Значит, этот объем нефти при пластовой температуре дегазированной больше, чем объем нефти при температуре 20 градусов Цельсия. Это вот типичная такая величина. Может быть 1.04, может быть 1.02. Что это значит? Сразу можно сказать. Температура в пласте или нашего эксперимента больше, чем 20 градусов Цельсия. Потому что объем дегазированной нефти при нашей рабочей температуре отнесенкой к объему при 20 градусах Цельсия больше единиц. Значит, температура больше чем 20 градусов Цельсия. Если бы температура пластовой была меньше чем 20 градусов Цельсия, то объемный коэффициент при одной атмосфере и пластовой температуре был бы меньше единицы. Вот я с такими месторождениями сталкивался. Ну это обычно все-таки пластовая температура большинства месторождений больше 20 градусов Цельсия. Но есть и пласти с температурой меньше 20 градусов Цельсия. Вот в Восточной Сибири такие месторождения есть, и в других местах это уже конкретно. По крайней мере, если вы, то есть зная определение объемного коэффициента, вы сразу можете сказать, у вас пластовая температура меньше или больше чем 20 градусов Цельсия. По данным разгазирования при одной атмосфере, для одной атмосферы. И последнее значение это при 20 градусах Цельсия, естественно, что раз мы относим к объему нефти при 20 градусах Цельсия, то есть то объемный коэффициент, если у нас рабочая температура 20 градусов Цельсия, ну она единица. Теперь газосодержание всегда при одной атмосфере равно нулю, потому что мы... ну прекращается, считаем, что весь растворенный газ вышел. Значит, еще раз хочу сказать, мы суммируем газ, выделившись на всех ступенях, получаем начальное газосодержание, затем вычитая из этой суммы объем газа, который выделился на ступенях, мы получаем объем газа, который остался в растворе. И вот так вот вы видите сформированы данные по газосодержанию в зависимости от давления, от начального до нуля. Теперь плотность... объемный коэффициент газа, что по определению вот вы видите наверху, по определению объемный коэффициент газа так же, как и объемный коэффициент нефти. То есть объем, занимаемый в пластовых условиях, отнесенный к объему, занимаемый при стандартных термобарических условиях. И на поведение объемного коэффициента газа в зависимости от давления, оно совершенно иное, чем то, которое демонстрирует объемный коэффициент нефти. Если объемный коэффициент нефти у нас монотонно уменьшается при снижении давления от давления насыщения до атмосферного, и газ в итоге у нас выходит. Значит, объемный коэффициент газа, ведь в пластовых условиях

его объем значительно меньше, чем при стандартных условиях. И если у нас газ подчиняется законам идеальных газов, то просто пропорционально давлению, то есть газ идеальный при давлении 100 бар занимает объем в 100 раз меньше, чем при одной физической атмосфере. Это для того, чтобы порядок понять. В общем, наши реальные газы, они, конечно, не подчиняются законам идеальных газов, но для оценки вы можете понять. Поэтому, что объем газа при пластовых условиях, значит, вот может быть на два порядка меньше, чем объем, занимаемый при стандартных условиях. Ну, короче, пропорционально давлению. И поэтому при зависимости, значит, вот объемного коэффициента газа, он при низких давлениях имеет значительно большую величину, чем при высоких давлениях. И пластовая нефть имеет один вид зависимости объемного коэффициента от давления, а газ совершенно другую. Теперь об объемном коэффициенте газа; можно для него формулу показать, куда входит Z-фактор газа. Вот крайне правая колонка, все свойства газов, они однозначно связаны с Z-фактором газа или коэффициентом сверхсжимаемости, который характеризует нам отклонение поведения газа от идеального газа. Я дальше этого коснусь. И будут даны формулы/корреляции для оценки Z-фактора газа, которые применяются в инженерных расчетах, а также Z-фактор газа, он в исключительных случаях может определяться экспериментально. Это в том случае, когда у нас газ содержит значительное количество кислых компонентов, сероводорода, диоксида углерода, когда у нас высокие давления, тогда можно экспериментально определять, но это делается, экспериментально определяют Z-фактор редко, а большей частью по корреляциям или по уравнению состояния, когда мы знаем компонентный состав газа. Так вот, и плотность нефти, она может измеряться денситометром, а может и применяться, применяться формулой для расчета, для расчета плотности нефти, это материальный баланс, тоже формула будет потом показана, которая связывает плотность нефти при текущих термобарических условиях с газосодержанием нефти, плотностью растворенного газа, значит, плотностью сепарированной нефти и объемным коэффициентом нефти. Здесь показаны экспериментальные значения величины для какого-то из примеров, а дальше, когда мы будем рассматривать расчет свойств нефти по корреляциям и так далее, там будет и про Z-фактор газа более подробно, и про плотность нефти, и там эта формула будет показана, эта формула это материальный баланс.

Пример графической интерпретации результатов исследования пластовой нефти



Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления



Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления при пластовой температуре

Газпром нефть | 98

Типичные графики, они относятся не к тому примеру, но это типичные, которые строятся по результатам дифференциального разгазирования, строятся 5 графиков, 3 графика для пластовой нефти, это зависимость газосодержания пластовой нефти от давления, зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления, а также зависимость динамической вязкости пластовой нефти от давления, про динамическую вязкость чуть дальше. И 2 графика строятся для растворенного газа, это зависимость объемного коэффициента газа от давления и зависимость динамической вязкости газа от давления. Вот здесь приведены графики зависимости газосодержания пластовой нефти от давления, из которого видно, что начальное пластовое давление у нас 270 бар, а давление насыщения у нас значительно ниже, значит в начале у нас газосодержание не меняется, достигли давления насыщения и осуществляется в результате дифференциального разгазирования уменьшение газосодержания пластовой нефти, в данном случае у нас практически прямолинейная зависимость, прямолинейная зависимость. И надо сказать, что форма зависимости газосодержания при снижении давления ниже давления насыщения, она нам показывает, какой газ растворен, какой газ, не знаем компонент состава, скажем, но по форме этой зависимости мы можем сказать. В данном случае это сухой газ и у нас в растворённом газе в основном метан, метан содержится. Если бы у нас было много этана, пропана, бутанов, то у нас не прямолинейная была бы зависимость, а у нас в начале, поскольку эти компоненты, метан легко выходит из раствора и линейно подчиняется так называемому закону Генри. Значит, а если у нас такие компоненты, как этан, пропан в нефти содержатся, то они с неохотой выходят из раствора, и поэтому в начале вот эта зависимость, она вверх при-

жимается, а затем уже, когда при более низких давлениях у нас волей-неволей выходят этан, пропан, бутаны, у нас резкое уменьшение газосодержания происходит. Ну, я вам просто на словах это сказал, то есть не прямолинейная, а несколько криволинейная зависимость. А если у нас околокритические системы, вот давайте вспомним, там где бурное разгазирование осуществляется, в околокритических системах, то рисуночек для пласта Юрского вспомним, у нас будет резкое выделение газа, а затем оно будет выпадаваться, уже приближаться к нулю, то есть криволинейная зависимость будет. Но в итоге при снижении давления до атмосферного у нас газосодержание равно нулю. Поэтому вот такие особенности. Такие особенности.

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

Теперь о динамической вязкости пластовой нефти. Ну, вы видите определение, которое вы знаете с курса физики, хорошо, да? Значит, динамическая вязкость, значит, очень важная характеристика, которая используется при моделировании гидродинамическом. И раз мы говорили про дифференциальное разгазирование, значит, экспериментальные данные, которые обязательно измеряются при условиях, соответствующих ступеням дифференциального разгазирования и пластовой температуре, они используются при моделировании разработки месторождений. Моделирование разработки месторождения осуществляется в предположении того, что фильтрация в пласте осуществляется по закону Дарси. А в законе Дарси у нас скорость фильтрации обратно пропорциональна динамической вязкости пластового флюида. И поэтому знание динамической вязкости пластового флюида обязательно для достоверного проектирования разработки. Вот типичный график того, как ведет себя динамическая вязкость пластовой нефти по результатам дифференциального разгазирования. Значит, это данные те же, что

для двух предыдущих иллюстраций. Давление начальное у нас 270 бар и давление насыщения значительно ниже, оно порядка 120 бар. При снижении давления от начального до давления насыщения динамическая вязкость уменьшается, поскольку давление уменьшается. И практически это происходит линейно. А затем мы наблюдаем излом, который для всех типов флюидов осуществляется; и при снижении давления ниже давления насыщения у нас происходит разгазирование нашей пластовой нефти. Газосодержание нефти, нефтяной фазы при снижении давления ниже давления насыщения, оно уменьшается и следовательно увеличивается динамическая вязкость нефтяной фазы. Вот поэтому это характерная зависимость для поведения динамической вязкости в зависимости от давления для нефтяной фазы.

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

По величине динамической вязкости пластовую нефть при начальном термобарическом условии классифицируют на несколько типов. Если у нас динамическая вязкость пластовой нефти при начальных условиях меньше 5 мПа·с (мПа·с, если вы будете встречать, он равняется сантитуазу). мПа·с в системе СИ, а сантитуазы это в инженерной практике раньше использовали. В общем, мПа·с и сантитуаз это одно и то же, слава Богу. Незначительной вязкости – вязкость меньше или равно 5, маловязкая нефть в диапазоне от 5 до 10, повышенная вязкость или просто вязкая от 10 до 30, высоковязкая от 30 до 200 и сверхвязкая более 200. Теперь чем больше вязкость пластовой нефти, тем меньше скорость ее фильтрации к забоям скважин при той же депрессии и соответственно меньше дебит. То есть с увеличением вязкости нефти уменьшается дебит ее при той же депрессии. Теперь для сведения существуют льготы для разработки сверхвязких нефтей и высоковязких нефтей, потому что для того, чтобы компании

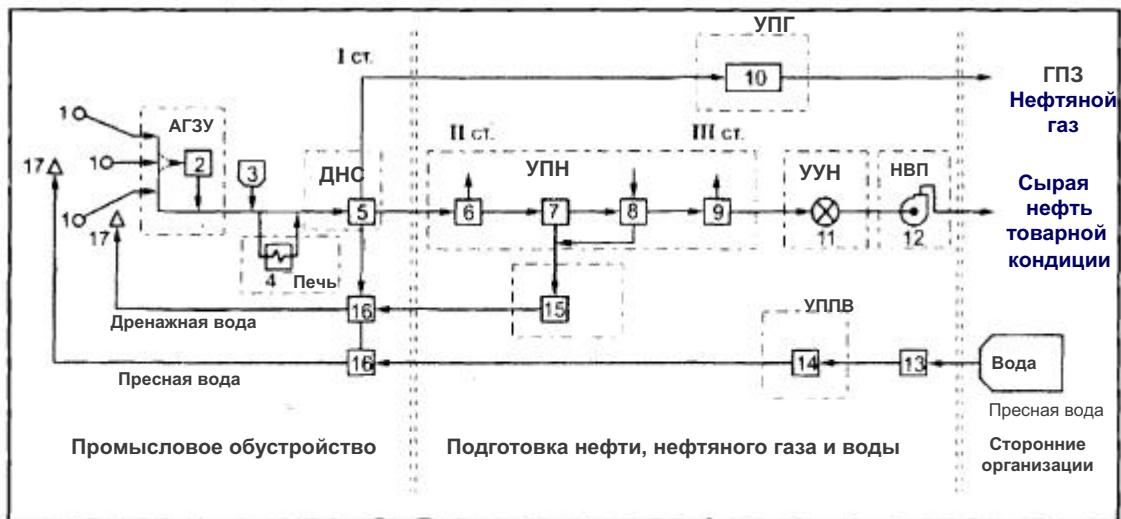
прилагали усилия для разработки этих активов и для повышения нефтеотдачи. Какие сверхвязкие нефти, я экспертировал работы Татнефти, там есть большое количество Татбитум, это как раз огромные запасы сверхвязких нефтей. И там это нефти по плотности битуминозная, давайте вспомним, свяжем вязкость с плотностью битуминозная, с очень маленьким газосодержанием, практически нулевым, поэтому они сверхвязкие. И для того, чтобы нефть притекала все-таки, применяются термические методы воздействия. При увеличении температуры вязкость уменьшается и начинается фильтрация такой нефти. Вот так без применения термических методов воздействия мы практически не можем извлечь эту нефть сверхвязкую. И очень трудно, естественно, высоковязкую нефть. В общем, чем выше вязкость нефти, тем сложнее ее разработка и меньше нефтеотдача.

Ступенчатая сепарация пластовой нефти

Газпром нефть | 101

Теперь следующее, это очень важный тоже материал, посвященный ступенчатой сепарации пластовой нефти.

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.

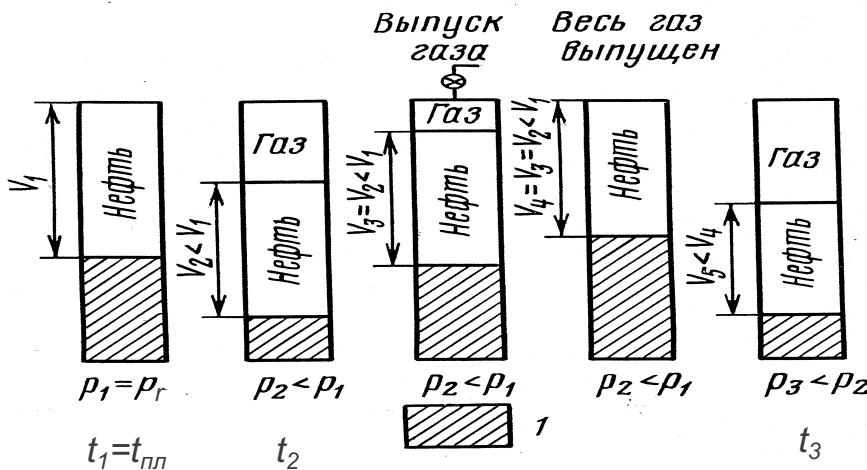
Газпром нефть | 102

Перед вами принципиальная технологическая схема сбора и подготовки нефти и нефтяного газа. Они могут быть разными на разных промыслах. Это одна из возможных технологических схем. Но смысл всех сводится к чему? Что нефть добывается, она сепарируется, из нее извлекается газ. Мы должны достигнуть товарной кондиции. Вспомним условия по содержанию воды, солей и так далее. Давление насыщенных паров нефти перед тем, как эта нефть будет сдана в систему Транснефти, то есть, нефть должна быть доведена до товарной кондиции в соответствии с требованиями отраслевого стандарта. Тут нет стандарта в предприятии. Тут это даже не ОСТ, а ГОСТ, государственный стандарт. И мы акцентировали на давлении насыщенных паров. Я рассказывал об этом достаточно подробно. Меньше 0.667 бар и температуре 37.8 градусов Цельсия. И для особо легких нефтей, я напоминаю, это большие легкие фракции, нефти, они улетучиваются. И должны либо смешивать с более тяжелой нефтью для удовлетворения этих товарных кондиций. И практически воды не должно быть, меньше 0.5% допускается в нефти товарной кондиции. Ну и по сероводороду, по содержанию хлористых солей там серьезные требования. То есть в результате нефть мы добываем и она проходит через автоматизированную групповую замерную установку ОГЗУ и поступает на дожимную станцию, на ДНС, где производится/осуществляется первая ступень сепарации. Давление на первой ступени сепарации от 8, может быть от 6, до 10 атмосфер обычно. Чем выше газосодержание пластовой нефти добываемой, тем выше давление первой ступени на ДНС. Но как правило оно не превышает 10 бар. Выделившийся газ уходит на установку подготовки газа и дальше на газоперерабатывающий завод. Так происходит сейчас систему газопроводов. Ну то есть газ

сейчас запрещено сжигать. Это очень важное обстоятельство. Раньше просто было видно, как огромное количество факелов и не технологических, а именно огромное количество вот этих факелов, где сжигали попутный газ. Ну это давно уже было, но это было. Просто вот и по цвету факелов можно было сказать. Растворенный газ сухой метановый, это голубой цвет, значит метан в основном растворен в пластовой нефти. Если желтый, значит там уже этан, пропан, если еще и красноватый, значит есть бутаны, жирный газ.

Так вот, первая ступень. И вот я сказал, по цвету газа, который выделяется на первой ступени сепарации можно определить, какой же растворенный газ в пластовой нефти. Затем нефть уже, она насосами перекачивается на установку подготовки нефти, где осуществляется вторая ступень сепарации, и давление на второй ступени сепарации, оно порядка 3-4 атмосферы. Всё по-разному может быть, но я порядок говорю. То есть, давление снижается, газосодержание этой нефти, естественно, оно уже гораздо меньше, чем газосодержание нефти пластовой. Поэтому что давление-то низкое уже, низкое давление, и основная часть газа уже выделилась на первой ступени сепарации. И, кроме того, на ДНС уже нефть пришла в двухфазном состоянии, естественно. Это газожидкостной поток, и там на первой ступени из нефти выделяется то, что можно было выделить при давлении на этой ступени, и уже свободный газ этого двухфазного потока. Вот это уходит на установки подготовки газа. Значит, на второй ступени у нас газ выделился, и в лаборатории обычно трёхступенчатую сепарацию моделируют. Третья ступень – это считается уже стандартное условие. На практике, что происходит после второй ступени сепарации? У нас происходит стабилизация нефти. Поскольку итог должен быть, что нефть должна быть сдана в систему Транснефти, то должны добиться того, чтобы давление насыщенных паров было не больше 500 миллиметров ртутного столба при температуре 37.8 градуса Цельсия. Для этого, вот если кто на промысле на практике был или будет потом и работает, обратите внимание, значит, нефть поднимается на эстакады где-то метров 5, и из неё выделяется газ, и она, кроме того, происходит ещё и подогрев нефти, и в результате давление насыщенных паров становится равным требованиям. Не превышает 500 миллиметров ртутного столба. Дальше нефть уже подготовленная, значит, она насосами перекачивается и уже готова к сдаче в систему Транснефти. Значит, нам важно что? Для моделирования, для понимания того, что в лаборатории делается, вот обычно там делается трёхступенчатая сепарация, которая схематично передаёт нам подготовку нефти на промысле.

Ступенчатая сепарация пластовой нефти



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

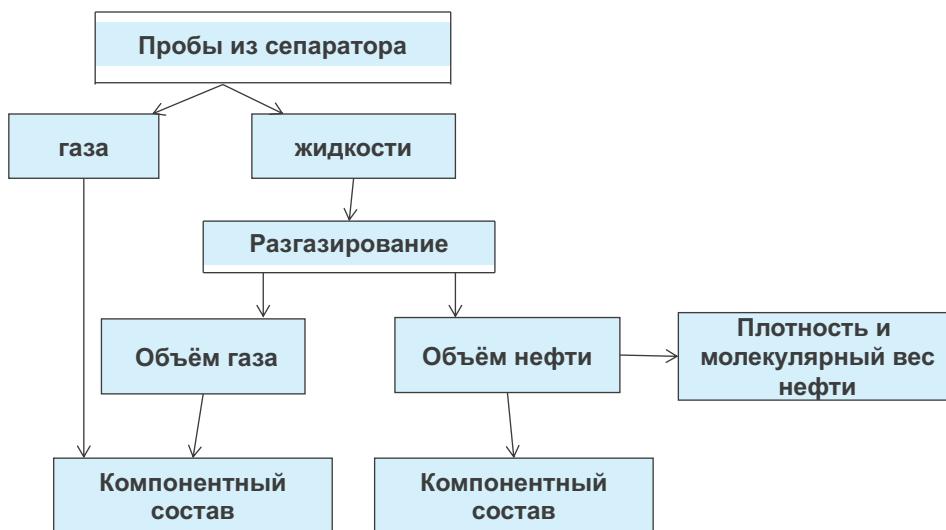
1) рабочая жидкость

Газпром нефть | 103

Значит, чем отличается от дифференциального разгазирования? Ну, принципиально отличается, потому что при дифференциальном разгазировании мы проводим эксперимент при пластовой температуре, и наша задача получить зависимость свойств нефти от давления при пластовой температуре. А задача моделирования ступенчатой сепарации – это моделирование при термобарических условиях, соответствующих подготовке нефти на промысле. Поэтому, что делается в лаборатории? Вот вначале загружается в сосуд PVT, нефть, создаётся температура равная пластовой, и нефть приводится к давлению насыщения. Можно приводить к начальному пластовому давлению, можно к давлению насыщения. Если мы приводим к давлению насыщения, мы затем можем воспользоваться результатами PV-соотношений для того, чтобы уточнить объёмный коэффициент нефти при пластовых условиях по результатам ступенчатой сепарации. У нас, повторяю, объёмный коэффициент нефти и газосодержание по результатам однократного разгазирования, дифференциального разгазирования при пластовой температуре и ступенчатой сепарации будут разными. Чем меньше газосодержание пластовой нефти, тем меньше будут различаться результаты. Но при повышенных газосодержаниях заметно различаются величины, полученные по результатам различных экспериментов. И результаты экспериментов ступенчатой сепарации где используются? Используются в подсчёте запасов. Мы привели, загрузили нашу нефть в сосуд PVT, привели к термобарическим условиям, соответствующим пластовым, температура пластовая и либо давление насыщения, либо пластовое давлению. Дальше. А дальше следующая ступень. Мы создаём условия, соответствующие условиям на ДНС, на первой ступени сепарации. И там температура уже отличается от пластовой.

И давление то, о котором я говорил, оно значительно меньше, чем пластовое, естественно. Она соответствует обычно где-то 6-10 атмосфер. Но бывает и выше, это в случае повышенного газосодержания. Теперь на первой ступени ДНС, значит, когда мы моделируем, у нас газ выделился из пластовой нефти. И мы при давлении, соответствующем давлению на ДНС, весь газ, который выделился, выпускаем из сосуда РВТ. Измеряется его компонентный состав, измеряется его объём при стандартных условиях. И дальше мы поджимаем, значит, вот мы поджимаем поршнем, это рабочая жидкость, я не буду акцентировать, но она разная, значит. Совсем давно ртуть использовали, потом запретили её использовать, использовали жидкотвёрдый сплав, разные могут быть составы. Важно, чтобы мениск между газом и жидкостью был минимальным. И чтобы это не вредные были условия для проводящих эксперимент. Это очень важно. Значит, теперь выпустили газ, и что? Нефть идёт на вторую ступень сепарации. Создаём условия, соответствующие второй ступени сепарации, то есть давление ниже, температура, обычно в экспериментах она постоянная на различных ступенях, это проще. Но если нужно какую-то температуру создать, это всё делается. Значит, часто при 20 градусах Цельсия, но вообще может быть температура и выше, и выше, чем 20 градусов Цельсия и на первой, и на второй ступени сепарации. Значит, при снижении давления на второй ступени у нас из той нефти, которая с ДНС пришла, выделяется газ. Этот газ, я хочу отметить, гораздо более жирный, чем газ первой ступени. Я на примере это покажу только в том случае, когда у нас тяжёлые нефти, битуминозные, по типу битуминозной нефти, в них всегда растворён газ чисто метановый, или очень-очень похожий на метановый. Вспомните таблицу, я вам показывал состав газа свободного Сеномана, вот он метановый. Вот такой газ растворён в пластовой нефти, тяжёлых нефтей и битуминозных. В битуминозных совсем мало там газа растворено, в общем для тяжёлых нефтей газ сухой растворён практически всегда. И на второй ступени газ выделился, мы его выпустили, и дальше газ, создаются условия, приводится к стандартным условиям, приводится к стандартным условиям уже, то есть условиям стоктанка. И выделяется газ, если там не сухой газ был изначально, то выделяется газ, он самый жирный, но его совсем немного, его совсем немного, потому что давление-то на второй ступени невысокое, и мы приводим к одной атмосфере, но там не было высокого газосодержания, поэтому газа не может выделиться много, вот так. Теперь на каждой ступени у нас объём газа выделившегося фиксируется, определяется его компонентный состав, определяются его свойства, определяются на последней ступени объём и характеристики дегазированной нефти, плотность, молярная масса, объёмы, деление объёма газа выделившегося на ступенях, рассчитывается газосодержание на каждой ступени, газосодержание на ступени – это отношение газа выделившегося на данной ступени, вернее, я неправильно говорю, отношение газа, который, значит, газ выделившийся и газ в растворе, вот так, газ выделившийся при суммировании по всем ступеням равен, значит, сумме растворённой, в общем, величине растворённого газа в пластовой нефти, вот, и объём, суммарный объём выделившегося газа на всех ступенях, отнесённый к объёму или массе дегазированной нефти даёт нам газосодержание по результатам ступенчатой сепарации. Значит, отношение, значит, объёма образца пластовой нефти при пластовых термобарических условиях, то есть начальное, отнесённое к объёму дегазированной нефти, даёт нам величину объёмного коэффициента, обратная величина, пересчётный коэффициент используется в подсчёте запасов и делается это по результатам именно эксперимента ступенчатой сепарации.

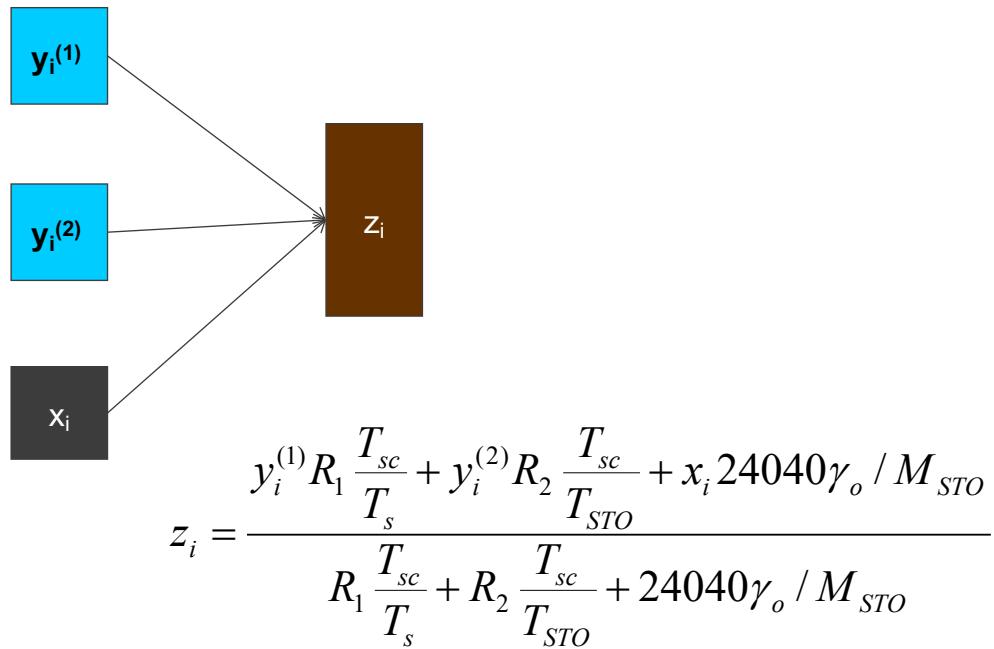
Схема исследования проб промысловой сепарации



Газпром нефть | 104

Ну, приведена схема, но тут я вам практически всё уже рассказал, то есть, пробы из сепараторов, газа определяется компонентный состав, зная компонентный состав, мы можем определить и молекулярную массу, и относительную плотность газа, значит, и пробы жидкости разгизируются, определяется объём выделившегося газа и его компонентный состав, объём нефти и, значит, её компонентный состав, плотность и молекулярный вес нефти.

Определение состава пластовой нефти по результатам двухступенчатой сепарации



Газпром нефть | 105

И вот формула, как, значит, по результатам ступенчатой сепарации также можно определить компонентный состав пластовой нефти, но формула более ёмкая, но в технических отчётах по исследованию пластовой нефти приводится, значит, компонентный состав пластовой нефти, полученный как по результатам однократного разгазирования, так и по результатам ступенчатой промысловой сепарации. И они отличаются мало. Они не должны в идеале отличаться, потому что это компонентный состав одной и той же пластовой нефти. Но, естественно, есть всегда погрешность в измерениях, и, значит, меньшая погрешность имеет место при меньшем числе измерений, значит, по результатам однократного разгазирования и стандартной сепарации мы имеем более точный компонентный состав пластовой нефти, мы на него обычно ориентируемся. Но имеет смысл сравнивать компонентный состав при однократном разгазировании и ступенчатой сепарации для того, чтобы убедиться, что не было каких-то грубых ошибок. Они при нормальном проведении эксперимента всегда очень близки. Так вот, здесь мы видим, это по результатам двухступенчатой сепарации, не трехступенчатой, а двухступенчатой сепарации. И, сейчас, одну секунду, просто вспоминаю. Мне казалось, что я формулу расчёта состава, компонентного состава пластовой нефти, я тоже показал, чтобы было понятно, с числом молей. Но что-то я не вижу, но не важно. Значит, опять же, как получают эту формулу? Определяя число молей, получая число молей выделившегося газа на первой ступени сепарации, число молей выделившегося газа на второй ступени сепарации и число молей дегазированной нефти соответствующей. И по компонентному составу газосепарации первой ступени, второй ступени и состава дегазированной нефти определяют число молей по компонентам. Кроме того, опреде-

ляют молекулярную массу дегазированной нефти, определяют её относительную плотность, это γ_o . И вот таким образом определяют по результатам ступенчатой сепарации компонентный состав пластовой нефти. Причём здесь предусмотрено даже то, что у нас температура Stock Tank Oil в этой формуле. T_s – это температура на первой ступени сепарации. T_{sc} – это температура при стандартных условиях, standard condition. А возможность ситуации, когда у нас температура Stock Tank Oil отличается от температуры при стандартных условиях, ну вот это тогда корректируется, это учтено, значит формула соответствующая выведена мной с учётом того, что температура Stock Tank Oil может отличаться от стандартной. И в этом случае, да. А когда они не отличаются, ну значит у нас этот соответствующий сомножитель во втором члене, сумма, что числитель и знаменатель равен 1. Ну, то есть это наиболее общий случай. Если кого-то заинтересует вывод этой формулы, я могу прислать рабочий листок, где просто это всё выведено. Ну это такая специфическая вещь.

Пример расчёта состава пластовой нефти по данным двухступенчатой сепарации

В процессе 2-х ступенчатой сепарации (1-я ступень- $P_{s1} = 8$ бар, $T_{s1} = 293$ K; 2-я ступень- $P_{s2} = 1,01$ бар, $T_{s2} = 293$ K) в результате тестового замера получены $Q_g s_1 = 3444,18 \text{ м}^3 / \text{сут}$; $Q_g s_2 = 314,34 \text{ м}^3 / \text{сут}$; $Q_o s_2 = 30 \text{ м}^3 / \text{сут}$; и компонентный состав газа и сепарированной нефти с относительной плотностью $\gamma_o = 0,814$ 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 293K	1,01бар 293K	1,016 293K
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

Теперь, вот пример расчёта состава пластовой нефти по данным двухступенчатой сепарации. Это вот, значит, что у нас дано. У нас даны условия на ступенях сепарации, у нас дан состав газа, выделившегося на первой ступени сепарации, у нас есть состав газа, который выделен на второй ступени сепарации, то есть в стоктанке, и состав дегазированной в стоктанке нефти. Значит, и нам нужно найти плотность, спрашивается, найти плотность газа сепарации первой и второй ступени сепарации и состав пластовой нефти.

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. Neftъ (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

Значит, мы с вами определяем по исходным данным, R_1 – это газосодержание, это отношение объёма газа, выделившейся на первой ступени сепарации, к объёму нефти, выделившейся в стоктанке. Значит, по исходным данным, это затем мы определяем с вами по объёму газа, который выделился в стоктанке, газосодержание нефти, поступившей с первой ступени сепарации на стоктанк. Просуммировав R_1 и R_2 , мы получаем газосодержание пластовой нефти. Теперь как мы, значит, вот внизу, внизу показано, как мы определяем плотность газа, выделившегося в сепараторе первой ступени. Это мы по компонентному составу определили молекулярную массу газа, выделившегося на первой ступени, отнесли к молекулярной массе воздуха, получили относительную плотность газа, который выделился на первой ступени. И умножив, если мы хотим знать абсолютную плотность газа, выделившегося на первой ступени, мы должны умножить на абсолютную плотность воздуха – это 1.205 кг/м^3 . Мы получаем, что на первой ступени у нас выделился газ с плотностью 0.848 кг/м^3 . Это газ такой полужирненький. И давайте посмотрим на его состав. Там почти 78% мольных метана, достаточно много этана, что характерно для газа, растворённого в нефти. В нефти лёгкой, либо средней, ну вот так вот. В общем, вот такая концентрация этана, она характерна для газов нефтяных месторождений, растворённых в пластовой нефти. В свободных газовых месторождениях этана с концентрацией 15% практически не наблюдается. Значит, это на первой ступени выделился газ. А на второй, из стоктанка, вот соседняя колонка, газ гораздо более жирный, он просто жирный, 34% всего-навсего метана, зато этана 32%, пропана 25%. То есть всегда, повторяю, для обычных нефтей, где растворён газ, содержащий этан, пропан, бутаны, газ, выделяющийся в стоктанке гораздо

более жирный, чем в первой ступени сепарации. Ну и если это трёхступенчатая сепарация, значит, всегда более сухой газ на первой ступени, затем более жирный и самый жирный. Но другое дело, что наибольший объём газа выделяется всегда на первой ступени сепарации, и он определяет тот компонентный состав, который идёт на переработку и который вот экономически оценивается, экономической целесообразности его использования. Это первая ступень сепарации, потому что на второй ступени сепарации давление значительно меньше, и там уже просто по объёму этого газа небольшой, со стоктанка вообще незначительный, просто раньше его на факел или в технологических целях каких-то использовали. Значит, вот так, вот таким образом. И по формуле, которую я показывал, зная газосодержание, значит, вот газы R_1 , R_2 , зная компонентный состав газа, выделевшегося на первой ступени $y_i^{(1)}$, на второй ступени $y_i^{(2)}$, компонентный состав дегазированной нефти, её молекулярная масса замерена, мы определяем компонентный состав пластовой нефти. Вот он, крайняя правая колонка, состав пластовой нефти, вот мы таким образом определили.

Определение газосодержания

$$R_{sb} = R_1 + R_2 \quad \begin{array}{l} R_1 - \text{из прямых замеров} \\ R_2 - \text{по корреляциям} \end{array}$$

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

Бывают случаи, и их немало, когда у нас объём газа, выделяющегося из стока танка, не замеряется. И вот представлены рекомендации для инженерных расчётов, каким образом оценить газосодержание пластовой нефти, если у нас нет данных по газу выделяющемуся в стоктанке. Это для случаев двухступенчатой сепарации. Значит, у нас есть данные по газосодержанию на первой ступени сепарации, обычно, это объём газа, выделевшегося на первой ступени, отнесённый к объёму дегазированной нефти, а газосодержание на второй ступени, оно

оценивается по корреляции, причём есть разные корреляции. Но более ранние из них, это корреляции Стендинга-Каца. Стендинга-Каца, они активно работали в 40-х, 50-х годах вместе. И очень много было сделано этими специалистами, это ведущие американские специалисты в области Кац, газовой технологии, исследований различных аспектов, касающихся природных газов. Стендинг – это исследование пластовых нефтей, классик по исследованию пластовых нефтей и газоконденсатных систем. Это я заодно вам говорю, что Кац – это выдающийся американский учёный-инженер в области технологии разработки месторождений и исследования природных газов. В 60-е годы был переведён справочник американский толстенная книга под редакцией Егора Павловича Каракаева, он был заведующий кафедрой разработки газово-газоконденсатных месторождений в Губкинском институте и трижды лауреат государственной премии. Известный учёный, значит, был моим научным руководителем, когда я в аспирантуре учился. И вот Кац, его руководство по всем аспектам исследования, разработки и так далее, природных газов, толстенная книга, сейчас это, конечно, библиографическая редкость, её сейчас нет, но это вот оттуда-оттуда взяты многие зависимости, графики, методы и так далее. И Стендинг, автор монографии по исследованию природных углеводородных систем, замечательная монография, которую мне, слава Богу, досталось, тоже я её читаю и перечитываю, не перестаю удивляться глубине и знания, также, как и монография на Намиота. В общем, это классики, уже ушедшие от нас, но это вот выдающиеся специалисты. Так вот, Стендинг-Кац, корреляция, она позволяет оценить газосодержание, то есть объём газа, выделившийся на стоктанке, отнесённый к объёму дегазированной нефти. И здесь, что нам нужно знать? Давление и температуру на первой ступени сепарации, потому что от них зависит объём нефти, который ушёл в стоктанк, и, соответственно, газосодержание этой нефти, естественно.

Определение относительной плотности газа

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

зде

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

Газпром нефть | 109

Плюс, значит, относительную плотность этой нефти, в стоктанке. И вот и всё. Значит, это вот R_2 рассчитали и прибавили к R_1 , получили полное газосодержание пластовой нефти. Теперь, но нам нужно, если вы обратите внимание, вот в формулах, сейчас, здесь вот относительная плотность газа A_1, A_2, A_3 . И, в общем, нам нужно ещё с вами оценить плотность газа, плотность газа, который выделился в стоктанке, это вот γ_{gST} , значит, по формуле A_2 плюс A_3R_2 . Значит, мы сначала R_2 определили, а потом уже плотность этого газа. И после этого мы можем определить плотность растворённого газа в пластовой нефти. Это просто осреднение в соответствии с газосодержанием на первой и второй степенях сепарации.

Пример

Из суточного теста получено $V_{\text{STO}}=58.83 \text{ м}^3$ и $V_{\text{gs}}=12 * 10^3 \text{ м}^3$;
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.**

Газпром нефть | 110

Мы с вами, задачка, которая по следам этой корреляции вот оценить, сейчас. Значит, в каких случаях вот эти вот корреляции используются? Это уже на промысле, не в лаборатории. В лаборатории там просто экспериментом определяют точно газосодержание. А вот когда нам нужно на промысле определить газосодержание пластовой нефти, мы замерили вот те исходные данные, которые приведены. На промысле получен за одно и то же время объём нефти дегазированной 58.83 кубометра. Объём газа соответствующий. И объём дегазированной нефти, то есть из стоктанка, а объём газа сепарации, это газ именно первой ступени сепарации. Значит, измерили в лаборатории плотность нефти, поделили на плотность воды, получили относительную плотность дегазированной нефти, молекулярную массу её, измерили криоскопическим методом и измерили компонентный состав газа, выделившегося на первой ступени сепарации. И нам даны условия по условиям сепарации первой ступени. И мы можем воспользоваться формулой, которая для того, чтобы рассчитать R_2 , ну R_1 , значит, R_1 , рассчитаем R_2 по корреляциям и так далее.

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

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

4. Определяем параметры

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

Газпром нефть | 111

Мы получим с вами газосодержания. Ну вот всё вам понятно. R_1 – объём газа сепарации к объёму нефти. Определяем молекулярную массу газа, выделившегося на первой ступени. По компонентному составу определяем относительную плотность этого газа. Затем мы должны с вами R_2 оценить с учётом давления P_s первой ступени сепарации и температуры на первой ступени сепарации.

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}

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

Газпром нефть | 112

Мы рассчитываем эти эмпирические коэффициенты A_1 , A_2 , A_3 . Определяем, значит, сколько выделилось у нас газа на второй ступени, R_2 , удельное количество, на метр куб дегазированной нефти. Вы суммировали, получили газосодержание пластовой нефти. То есть, это всё можно оперативно делать, не имея результатов исследований глубинных проб. Ну и вот, когда мы хотим понять, что за пластовая нефть. Что за пластовая нефть у нас. И вот так мы поступаем.

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
▲

Ну вот, у нас практически сейчас 25 минут первого, и у нас следующая тема – это исследование газоконденсатных систем. Я завтра с утра начну эту тему, сегодня смысла нет уже начинать. Вот это важная тема. Мы с вами завтра разберём, значит, тему по исследованию газоконденсатных характеристик. Дальше мы с вами рассмотрим коротко обзор по теоретическим методам исследования природных углеводородных систем. Это что лежит в основе, значит, расчёта фазовых равновесий. Очень коротко. Исходя из фундаментальных основ термодинамики многокомпонентных систем. Значит, какие уравнения состояния сейчас применяются для расчёта фазового равновесия, и почему, собственно говоря, мы их используем, можем использовать. Ну и дальше, в соответствии с содержанием нашего курса, уже мы рассмотрим расчёт свойств нефтей. Да, будут примеры даны, значит, моделирование свойств нефти с применением уравнений состояния. То есть мы с вами рассмотрели экспериментальные исследования, и мы с вами уже знаем терминологию. Вот теперь, значит, мы перейдём к тому, какие же расчёты проводятся, основные моменты. И с вами интересно будет посмотреть на характеристики нефтей с повышенным газосодержанием и с низким газосодержанием по результатам моделирования свойств этих нефтей, PVT-свойств. Затем мы перейдём к применению корреляций для нефти. Тут тоже краткий обзор будет. И я хочу обратить ваше внимание, что дан файл экселевский по оценке свойств нефти, газа и воды с применением корреляций. Я знаю, что программу делал Александр Иванович Адегов, он был вообще в своей деятельности в Роснефти увлечён применением корреляций. Я занимался использованием уравнений состояния и в Академии наук работая, и здесь всегда использовал уравнение состояния. А он в Роснефти, потом он перешёл

к нам, несколько лет работал, он акцентировал своё внимание на использовании корреляций. Значит, материал по корреляциям для нефти рассмотрим, затем мы рассмотрим особенности, которые присущи пластовым флюидам газоконденсатных месторождений, они очень сильно отличаются от свойств пластовых нефтей. Ну просто принципиально, совершенно я на этом внимание ваше акцентирую. Не на теории, а на то, на что нужно вам на практике обращать внимание как инженеру, те, кто будут заниматься проблематикой разработки газоконденсатных месторождений, и затем какие корреляции используются для оценки свойств природных газов, и в конце очень совсем коротко о корреляциях, используемых для оценки свойств пластовой воды. Вот так. И сейчас мы на 115 слайде, вас не должно смущать, что осталось два дня и нам ещё много-много слайдов. Я в последний день обычно рассказываю про корреляции, и это много слайдов, но это всё мы успеваем, потому что там особенностей не так много. В общем, всё мы успеем, и давайте, до завтра, до завтра, и желаю вам всего хорошего. И обращайте внимание на те особенности, на которые я акцентирую внимание, потому что всё это через себя пропущено, и опыт, и так далее, и в учебниках вы это не прочитаете. Всего хорошего.

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

Газпром нефть | 115

Итак, мы с вами прослушали часть курса, касающуюся исследований пластовых нефтей. Переходим к исследованию не менее важной углеводородной системы, такой как газоконденсатная. Как вы знаете, в нашей стране огромные запасы природного газа, 16% мировых запасов, и значительная часть из них – это газоконденсатные системы. То есть природные газы, в состав которых входят пентаны плюс вышекипящие. И исследование газоконденсатных систем – это важная составляющая, важная часть деятельности инженеров в области изучения природных углеводородных систем, проектирования разработки и, конечно, подсчета запасов. И содержание конденсата влияет на схемы обустройства промыслов. Ну и важная часть. Мы же сосредоточимся на физико-химических свойствах, прежде всего, не вникая в технологии отбора и так далее. То есть, принципиальные решения для того, чтобы понять, какие сложности стоят перед теми, кто обосновывает компонентный состав природных газоконденсатных систем, прогнозирует его изменения в процессе разработки залежей. И, значит, принципиальный вопрос. Газоконденсатная характеристика, как вы уже прочитали на слайде, изучается с целью очень похожей на те цели, которые стоят перед теми, кто занимается изучением характеристик пластовых нефтей, то есть подсчет запасов (у нефтяников это нефть, растворенный газ и отдельные компоненты; у газовиков подсчет запасов газа, конденсата, имеется в виду пентаны плюс вышекипящие, стабильный конденсат), составление проекта разработки месторождения, составление проекта обустройства промысла и определение 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

Что же необходимо для подсчета запасов газа и конденсата? При исследовании скважины замеряют дебиты газа и конденсата, отбирают пробы газосепарации и насыщенного конденсата, уже в лаборатории отобранные пробы исследуют (определяют компонентный состав и так далее). И исследования какие? Это физико-химические исследования, и нас прежде всего интересуют термодинамические исследования, направленные на определение компонентного состава пластового газа, а для этого мы должны определить компонентный состав проб сырого конденсата и отсепарированного газа. И затем уже определяется компонентный состав пластового газа, так же как и у нефтяников это делается путем расчёта материального баланса. Формула будет показана, и подход очень похожий. Теперь определяется потенциальное содержание конденсата, этана, пропана, бутана в пластовом газе. Напомню, что когда мы рассматривали пластовые нефти, то мы говорили о том, что если в составе растворённого газа концентрация этана равна или превышает 3% мольных, то подсчитывается запас этана, пропана, бутанов в растворённом газе. При подсчёте запасов в газоконденсатных залежах тоже определяется содержание, помимо конденсата, этана, пропана, бутанов, если у нас концентрация этана превышает 3%. Теперь по результатам исследований в лаборатории рассчитывается компонентный состав пластового газа. И я подготовил достаточно подробный пример того, как это делается. То есть вы сможете понять, я вам расскажу коротко и ясно, как это делается. И затем в результате исследований термодинамических в лаборатории в сосудах высокого давления определяют давление начала ретроградной конденсации, определяют давление максимальной конденсации, определяют Z-фактор, коэффициент сверхсжимаемости, а также определяют коэффи-

циент извлечения конденсата при разработке залежи до остаточного давления, равного одной физической атмосфере. Значит, написано, вот это исследование в лаборатории, оно называется дифференциальная конденсация, когда мы хотим спрогнозировать, какую же долю конденсата от его начальных запасов мы можем извлечь в результате разработки залежи без поддержания пластового давления. Должен отметить, что это важный эксперимент, дифференциальная конденсация, а сейчас делается контактно-дифференциальная конденсация, опять же потому что все оборудование импортное практически в лабораториях, очень хорошее оборудование. Методика проведения экспериментов тоже такая, которая осуществляется в ведущих западных лабораториях, и поэтому называется CVD, Constant Volume Depletion. Более подробно я вам расскажу далее, что это такое. Смысл, что мы прогнозируем, какую же долю конденсата от его начальных запасов мы можем извлечь при разработке залежи на режиме истощения пластовой энергии, ну или иначе без поддержания давления. Я должен сказать, что в нашей стране в силу разных обстоятельств все газоконденсатные объекты разрабатываются без поддержания пластового давления. Это вызвано как экономическими причинами недостаточно высокой стоимости конденсата, высокой стоимостью компрессоров в технологиях поддержания пластового давления, а пластовое давление поддерживается для того, чтобы не допустить ретроградной потери конденсата. Значит, вот. И просто в силу и экономических причин, и отсутствия необходимых компрессоров достаточной мощности и для достаточно высокого давления у нас разработка осуществляется на режиме истощения пластовой энергии.

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**

запасы газа и конденсата. А для того, чтобы определить балансовые запасы конденсата, нам нужно определить начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе. А для прогнозирования добычи конденсата, C5+ выше, когда я говорю конденсат, я имею в виду стабильный конденсат, это пентаны плюс вышекипящие (ценнейшее сырье для обрабатывающей промышленности; в самых разных областях применяется и очень ценно). Это аналог легких фракций нефти и еще более легких фракций нефти. И для химической, и для нефтехимической промышленности. Вот, значит, конденсат это ценнейшее сырье. Так вот, нам нужно прогнозировать потенциальное содержание конденсата в пластовом газе. Тогда, если мы знаем эти данные, они получаются в результате термодинамических исследований дифференциальной конденсации или constant volume depletion в лабораториях. Мы можем прогнозировать объемы добычи конденсата в соответствии с прогнозными объемами добычи газа.

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)

**Для использования
конденсата необходимо знать:**

Объемы добываемого конденсата

Фракционный состав стабильного конденсата

Групповой УВ состав конденсата

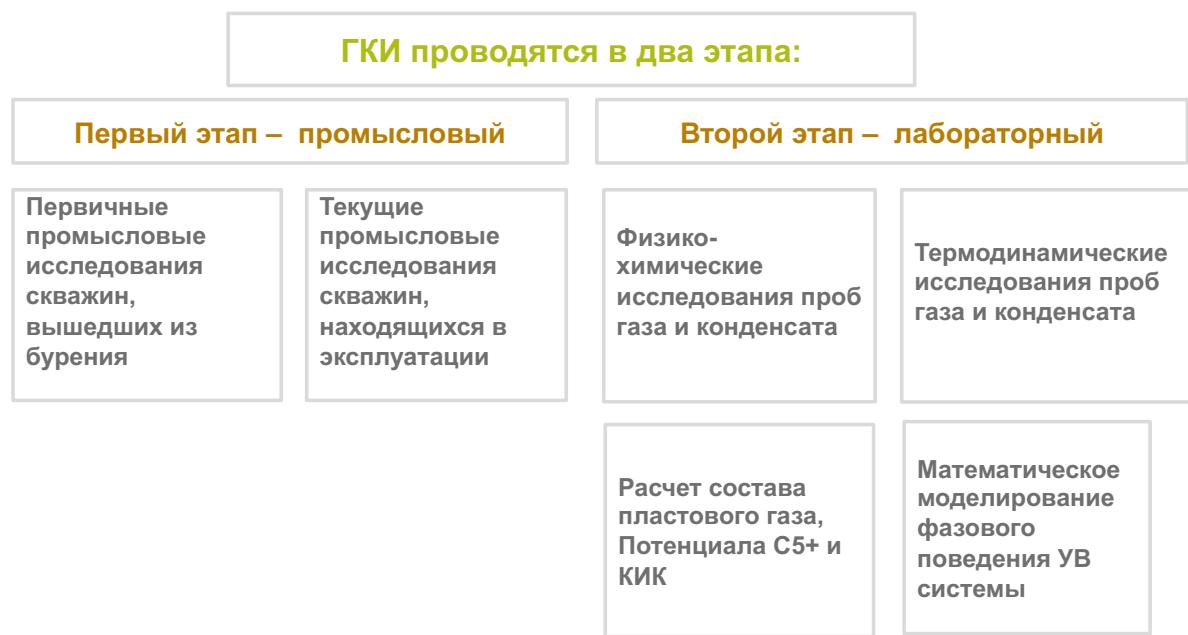
Товарную характеристику целевых фракций конденсата

Газпром нефть | 118

Теперь для использования конденсата так же как, теперь все очень похоже на то, что для нефти. Для использования нефти или конденсата необходимо знать объемы добываемого конденсата. В случае нефти это объемы добычи нефти. Естественно, когда мы говорим о нефти, мы говорим о товарной нефти. А здесь мы говорим о группе C5+ выше, пентаны плюс вышекипящие. Это аналог товарной нефти. Фракционный состав стабильного конденсата, то есть групповой углеводородный состав конденсата, то есть соотношение в нем, парафиновых или алкановых, нафтена, ароматики, они (соотношения) определяют направление использования конденсата и товарную характеристику целевых фракций конденсата. Если бы мы заменили на нефть,

тоже было бы все правильно. Товарная характеристика целевых фракций нефти, групповой углеводородный состав нефти, фракционный состав, все это нефтяники определяют, так же как и газовики. И это делается по большей части по одинаковым отраслевым стандартам. Для нефти и для конденсата, для природных углеводородных систем.

Задача газоконденсатных исследований – изучение газоконденсатной характеристики (ГКХ)



Газпром нефть | 119

Задача газоконденсатных исследований, в целом задача изучения её характеристики газоконденсатной. И для изучения этой характеристики газоконденсатные исследования проводятся в 2 этапа. Первый этап промысловый, а второй лабораторный. В свою очередь, то есть промысловый этап, так же как и у нефтяников, проводится с целью получения проб, то есть информации о том, какова же наша природная углеводородная система, которую мы будем добывать. И должен сказать, что исследования промысловые, газоконденсатные, они даже сложнее с точки зрения получения представительной информации, чем исследования пластовых нефтей. В исследовании пластовых нефтей, как мы уже знаем, основным способом получения информации о пластовой нефти является отбор глубинных проб. А в случае невозможности их отбора, отбираются пробы газосепарации и насыщенного конденсата, измеряется дебит, соответствующий газосепарации насыщенного конденсата. И в соответствии с этими дебитами, если мы поделим дебит конденсата насыщенного на дебит газосепарации, мы получаем такую величину, как конденсатогазовый фактор. Это величина, обратная газовому фактору, который используют нефтяники. Просто у нас обычно объемы конденсата существенно меньше, чем объемы газа, а у нефтяников наоборот. Поэтому у нефтяников используется газовый фактор, объем газа делится на объем нефти, а у газовиков оперируют с конденсатогазовым фактором. Еще раз. Измеряют

дебит газосепарации, измеряют дебит насыщенного конденсата. И поделив расход или дебит насыщенного конденсата на дебит газосепарации, получают такую величину, как конденсатогазовый фактор, соответствующий условиям его отбора на промысле при газоконденсатных исследованиях. И, повторяю, для газовиков основным является отбор поверхностных проб с последующей рекомбинацией в соответствии с конденсатогазовым фактором в лаборатории. И таким образом получают состав пластового газа. А у нефтяников это делается в случае невозможности отбора глубинных проб. Глубинные пробы в случае исследований на газоконденсатность только в последнее время стали рассматривать как альтернативу отбору поверхностных проб с последующей рекомбинацией. Почему? Потому что для глубокопогруженных залежей с низкопроницаемыми коллекторами практически очень затруднительно получить пробы поверхности при соблюдении стационарности потока в стволе скважины. И отсутствие пульсации, и значит, все это очень затруднительно. А для низкопроницаемых коллекторов и дебиты сами, и сами расходы, они небольшие, и они не позволяют соблюсти необходимые условия для получения представительных проб насыщенного конденсата и газосепарации с последующей рекомбинацией. И значит, исследованием в лаборатории, исследовать в лаборатории рекомбинированные пробы имеет смысл только в том случае, когда мы уверены, что рекомбинированная проба, это касается и нефти, и газоконденсатных систем, тем, что эта проба соответствует составу пластовой углеводородной смеси. Тогда мы в результате лабораторных исследований сможем получить правильные характеристики и прогнозировать. Правильные характеристики имеют в виду физико-химические свойства и содержание конденсата, и правильно прогнозировать его динамику от изменения пластового давления. Ну, об исследованиях я ещё дальше расскажу, и, конечно же, акцент я сделаю прежде всего на той технологии, которая традиционна и отработана в газовой промышленности, а с тем, чтобы вы хорошо поняли, как определяется компонентный состав пластового газа, и также я расскажу об основных экспериментальных исследованиях, чтобы вы поняли физический смысл, почему они проводятся, без акцента на подробности технологий, потому что они в специальных изданиях приводятся, а я делаю обзор, а те, кто заинтересуется или по работе будущей будет сталкиваться уже с необходимостью более подробного изучения, уже нужно читать специальные издания, руководства, отраслевые стандарты и так далее.

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

Итак, методы проведения первичных промысловых исследований скважин. Основной метод в газовой промышленности при исследовании газоконденсатных систем – это метод промышленных отборов. Что это такое? Это пусть у разведочной скважины осуществляется привязка большой сепарационной установки, специальной именно использованной для разведочных скважин. Раньше использовали, например, в учебниках это есть французскую установку «Порт-э-тест», «Порт-э-тест» – это название. Сейчас могут быть другие названия, но смысл такой, что это емкость большого объема, в которую поступает полностью вся добываемая углеводородная смесь из скважины. Это оборудование, сепаратор, имеет различные датчики, счетчики установленные и так далее, с тем, чтобы можно было измерять расход газа, расход жидкой фазы, измерять давление и температуру. То есть, все необходимое для того, чтобы получить пробы газосепарации и насыщенного конденсата, на который в этом сепараторе при заданных термобарических параметрах разделяется поступающая из скважины смесь, фактически из пласта. При этом существует требование, чтобы течение в стволе скважины было равномерное, фактически стационарное, без существенных колебаний. С тем, чтобы мы получили в итоге в правильном соотношении расход газосепарации и насыщенного конденсата. И могли замерить, определить конденсатогазовый фактор, и затем в лаборатории пробы газосепарации и насыщенного конденсата рекомбинировать в соответствии с конденсатогазовым фактором. Если у нас будут значительные колебания в расходах, будет пульсирующий режим работы скважины, либо такая вещь, как недостаточная скорость, недостаточный дебит для полного выноса ретроградного конденсата, который выпадает в стволе скважины, мы не сможем получить представительную

пробу пластовой газоконденсатной смеси. Это основная проблема, которая существует при газоконденсатных исследованиях. Особенно она обострилась с увеличением глубин бурения, которым соответствуют низкопроницаемые коллектора и повышенное содержание конденсата. В общем, эта проблема очень сложная и до сих пор окончательно нерешённая. Это также не менее сложно, а может быть и более сложно, чем получать представительные пробы нефти с повышенным газосодержанием или пробу околокритических нефтей. А для нефтей традиционных, там, ещё раз повторяю, просто для закрепления, там проблем-то особых нет. С невысоким газосодержанием, где чётко виден излом PV-зависимости, и мы знаем, что мы можем нашим пробоотборникам отобрать представительную пробу нефти в случае её однофазного течения в стволе скважины. А для газоконденсатных систем всё гораздо сложнее. Ещё и потому, что, во-первых, PV-зависимости с изломом не существует, даже для нефтей с повышенным газосодержанием, уже, как мы отмечали с вами, не существует излома PV-зависимости. И для нефтей с повышенным газосодержанием применяются оптические анализаторы, фиксирующие начало выделения газовой фазы. А для газоконденсатных систем тоже сейчас используются оптические анализаторы, но, в общем, сложность в том, что в отличие от нефтяных систем, где давление насыщения зачастую весьма существенно ниже пластового давления, и существует запас по давлению в пласте, когда наша нефть находится в однофазном состоянии. Так вот, для газоконденсатных систем, если у нас в пласте гидростатическое давление, для подавляющего большинства газоконденсатных систем давление начала ретроградной конденсации равно начальному (или очень близко к нему) пластовому давлению. Вот такая особенность. Ну, в общем, я не буду опережать события, немножко подробнее я об этом сейчас расскажу. Так вот, метод промышленных отборов считается приоритетным при газоконденсатных исследованиях. Он проводится на разведочном этапе, на разведочных скважинах при одноступенчатой сепарации, а когда... Значит, это для получения первичной информации, для подсчета запасов, для проведения термодинамических исследований, для проведения физико-химических исследований конденсата, определения компонентного состава нашего пластового газа. Вот всё это при одноступенчатой сепарации проводятся эксперименты на разведочных скважинах. И в самый начальный период эксплуатации. Теперь, исследования при двухступенчатой сепарации проводятся для прогнозирования, для прогнозирования схемы, для определения наиболее эффективной схемы обустройства газового промысла и определяются изотермо-изобары конденсации с целью определить термобарические условия наиболее выгодные для выделения конденсата при эксплуатации. Это вот по двухступенчатой... Двухступенчатая сепарация для этого проводится. Но на начальном этапе на разведочных скважинах осуществляется исследование при одноступенчатой сепарации. И получение проб газосепарации насыщенного конденсата с последующей рекомбинацией в лаборатории в соответствии с измеренными дебитами и величиной конденсатогазового фактора. Я многократно уже повторил это для того, чтобы вы чётко совершили это. Теперь, помимо метода промышленных отборов используется также метод малых отборов. Отбирается часть потока. Это не только... В случае двухступенчатой сепарации, когда используется метод промышленных отборов, из общего потока отбирается часть потока для исследования второй ступени. Для исследования наиболее выгодных условий промысловой сепарации. Я об этом уже сказал. Тогда отбирается это в малую терmostатируемую сепарационную установку, отбирается часть потока. А метод малых отборов, это когда у нас

часть потока в районе устья отбирается, довольно малая часть потока. Затем отбираются пробы и считаются, и затем исследуются в лаборатории. Это не для определения направлений, не для определения схемы обустройства промысла, а это единственный способ получения представления о составе пластовой газоконденсатной системы. Это делается в случаях, когда мы не можем доставить большой промышленный сепаратор к устью разведочной скважины. Тогда используются такие установки, в которые отбирается часть потока. Но это очень под большим вопросом. Представительность использования этого метода как основного. Статистика показывает, что часто метод малых отборов даёт неверную, искажённую информацию о составе пластовой смеси. Почему это происходит? Дальше я уже не буду этого касаться. Это в регламентах можно (в инструкциях) прочесть более подробно. У нас газоконденсатная смесь в стволе скважины на устье практически всегда находится в гетерогенном (газожидкостном) состоянии. При этом совершенно неравномерно распределён поток этот газожидкостный по сечению скважины. Стараются гомогенизировать этот поток перед отбором. Перед тем, как часть потока будет направлена в малый сепаратор на устье скважины. Много разных конструктивных ухищрений делается для того, чтобы этот поток был равномерным у устья скважины. То есть гомогенизацию делают. Но далеко не всегда это удается. Кроме того, какая существует проблема? Дело в том, что газожидкостный поток не только неравномерный по сечению, но и по вертикали тоже. У нас большие глобулы конденсата могут неравномерно по сравнению с течением газа двигаться в стволе скважины. А чем ближе мы к устью, тем у нас больше. При высоком содержании конденсата, тем больше будут эти глобулы. Возможность гомогенизации зависит от структуры газожидкостного потока. При различной доле жидкости, то есть конденсата, выделившегося из пришедшей в скважину смеси, по мере уменьшения давления, уменьшения температуры в стволе скважины, по мере движения к устью, у нас осуществляется ретроградная конденсация. И если содержание конденсата большое, то меняется структура потока, если у нас доля жидкой фазы будет значительной. Для уникальных конденсатных залежей это может быть структура потока такая же, как для нефти с повышенным газосодержанием. Очень сложная проблема. И повторяю, с помощью метода малых отборов далеко не всегда удается, даже с помощью гомогенизации, отобрать представительные пробы. Теперь вот. Альтернативой отбору поверхностных проб, то что всегда было, повторяю, главным у тех, кто исследовал системы на газоконденсатность, является отбор глубинных проб с применением пластикоиспытателей MDT и других. В основном MDT. И я уже показывал картинки, когда мы рассматривали вопросы получения проб для пластовых нефти. Я имею в виду картинки для MDT. Смысл заключается в том, что MDT позволяет отбирать пластовые флюиды при минимальной депрессии. При минимальной депрессии в зоне отбора, но если для нефти у нас обычно существует запас по давлению между давлением пластовым и давлением насыщения, то для газоконденсатных систем, повторяю, ретроградная конденсация начинается практически для многих сразу после снижения давления ниже пластового. То есть только мы создаем депрессию, а она для низкопроницаемых пластов даже в MDT может составлять несколько десятков бар. Настолько сейчас сложные условия. То мы уже и в MDT получаем пластовый газ, обеднённый содержанием пентан плюс высшиkipящих C₅₊. Часть уже выпала. Вот такая вещь. А мы также можем с вами вспомнить, когда мы рассматривали фазовые диаграммы типа пластовых флюидов и фазовые диаграммы в координатах давления-температура, то мы говорили, что чем выше содержание C₅₊ в пластовой смеси, тем

более интенсивная ретроградная конденсация будет осуществляться. Это так же как для нефти. Чем выше газосодержание, тем более бурное разгазирование осуществляется для нефтей при снижении давления перехода из области однофазной в область двухфазную, гетерогенную. Ну вот похожие вещи для газоконденсатных систем, только здесь у нас осуществляется ретроградная конденсация, а не разгазирование. И вот это большая проблема для получения представительных проб пластового газа. И кроме того, когда мы получаем пробу в пластиоиспытатель, в МДТ, мы получили пробу, мы подняли давление с помощью современных пластиоиспытателей, давление внутри МДТ, оно больше чем пластовое, оно поднимается за счет поджимки азота или что-то другое, и мы доставляем ту смесь, которая в том фазовом состоянии, который мы получили и создали в МДТ. А вопрос в том, а что же за смесь у нас пришла в МДТ на забой. И повторяю, если депрессия составляет несколько десятков бар, то эта вот смесь, которая вошла в МДТ, она может и не соответствовать пластовому газу. В общем, это проблема. Эта проблема изучается, и пути получения представительных газоконденсатной системы для низкопроницаемых пластов на данном этапе – это актуальная научная проблема. Научная, инженерная проблема, но имеется в виду наука по разработке, эксплуатации месторождений газоконденсатных. Также, когда мы имеем дело с двухфазными залежами, тоже ведь там предельно насыщенная у газонефтяного контакта и нефть, и пластовый газ. И тоже, если мы исследуем в районе газонефтяного контакта, мы традиционными способами... Нам трудно, даже если пласт не низкопроницаемый, но для двухфазных залежей довольно трудно определить представительный состав газоконденсатного флюида. Но это специальная проблема, мы сейчас не будем её касаться подробно, просто я говорю о том, какие вопросы существуют. Так же, как и нефть пластовая, она предельно насыщена у газонефтяного контакта, и при малейшей депрессии начинается выделение газа, и мы глубинным пробоотборником уже не можем отобрать с вами представительную пробу нефти. В случае, когда у нас отбор осуществляется вблизи газонефтяного контакта. И вот подобные проблемы для газоконденсатных систем, где тоже немедленно ретроградная конденсация осуществляется при снижении давления. Но для газоконденсатных систем эта проблема не только для двухфазных залежей, а вообще, повторяю, для газоконденсатных систем, пластовое давление в которых равно гидростатическому или очень близко к нему. Значит, проблема ретроградной конденсации, проблема получения представительных проб пластовой газоконденсатной системы, значит, вот с помощью пластиоиспытателей. Тоже вопрос стоит большой. Если депрессия в несколько атмосфер, мы можем получить представительную пробу. А если она в несколько десятков атмосфер, то из-за ретроградной конденсации, пробы полученные в глубины пробоотборник не будет представительной. Поэтому даже сейчас газовики совершенно разные мнения. Например, в Новатэке не являются сторонниками использования пластиоиспытателей для газоконденсатных систем. Именно из-за того, что мы не можем контролировать, ну, не можем получать исходную гомогенную систему. Просто я вам для примера. Это я до-подлинно знаю из мнений разных специалистов, причем специалистов высокого класса, из обсуждений на государственной комиссии по запасам соответствующих месторождений. То есть кто-то является сторонником МДТ, а другие против и даже категорически против такого подхода для газоконденсатных систем. А статистика не говорит в пользу ни того, ни другого. То есть достаточно большое количество неудачных исследований. В то же время, должен сказать, что в общем это является актуальной проблемой. Как получать представительные пробы пласто-

вых газоконденсатных систем в случае низкопроницаемых коллекторов и глубокопогруженных залежей.

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

Газпром нефть | 121

Значит, какие основные факторы влияют на достоверность параметров газоконденсатных характеристик при промысловых исследованиях скважин? Вы видите на слайде и перечень, и голубым отражены те вопросы, которые мы более подробно рассмотрим. Во-первых, время работы скважины на режиме. Скважина должна работать на стационарном режиме для получения не случайной, а представительной пробы, это касается и использования промышленных сепараторов, и пластиоиспытателей. Теперь, кстати говоря, в случае пластиоиспытателей, там еще существует большая проблема. Их используют после бурения скважин на разведочных скважинах. Я уже говорил тоже и про нефтяные. При исследовании нефти, значит, долгое время не могли решить проблему того, что часть углеводорода, содержащаяся в буровом растворе, они попадали в МДТ тоже, и искажали состав пластовой смеси. Это касалось и нефти, это касается и газоконденсатных систем. И этому тоже те авторы пластиоиспытателей постоянно совершенствуют конструкцию, оборудование, технологии с тем, чтобы не допустить попадания посторонних флюидов в камеру пробоотборника, чтобы не искажались пробы пластового газа. И для нефти это характерно. Теперь о депрессии на пласт. Это чуть позже. Пропускная способность сепаратора. Для того, чтобы у нас было качественное отделение газовой фазы от жидкости, у нас сепаратор должен работать на режиме где-то в половину своей пропускной способности. Иначе у нас будет недостаточно качественное отделение газа от жидкости, и капельки жидкости будут уходить с газовой фазы. И затем при рекомбинации отобранных проб газосепарации насыщен-

ного конденсата, у нас будет искаженный состав пластового газа. В регламентах, в инструкциях об этом написано. Пропускная способность сепаратора должна быть достаточной. Именно поэтому же еще большие сепараторы применяют. Но не только поэтому, а для того, чтобы не случайные пробы отбирать. Чтобы достаточно большое время было наполнение сепаратором вот этой насыщенной жидкости и так далее. В общем, большого объема сепараторы. Они предпочтительны, явно предпочтительны при газоконденсатных исследованиях. И позволяют, кроме того, сгладить, если есть пульсации. Теперь скорость восходящего. Значит, у нас проблема связана не только с тем, что может выпадать конденсат в призабойной зоне и искажаться состав пластовой смеси, который приходит на забой скважины. Но и то, что тоже важная вещь. Значит, у нас скорость восходящего потока в газоконденсатной смеси в насосно-компрессионных трубах должна быть достаточной для полного равномерного выноса выпавшего ретроградного конденсата в стволе скважины. Если у нас дебит будет недостаточный, а дебитом определяется скорость потока в насосно-компрессорных трубах. Если дебит будет недостаточным, то скорость будет недостаточной (низкой), и жидкая фаза в стволе скважины не сможет равномерно быть вынесенной из ствола скважины. И это будет приводить и к пульсациям, и к накоплению даже конденсата у забоя скважины, потому что если скорость маленькая, то выпадающий в стволе скважины конденсат по стенкам может стекать на забой. А затем, накопившись, будет выброс этого конденсата. То есть проблем достаточно с точки зрения гидродинамики газожидкостного потока, не только термодинамики. И не только того, что происходит в пласте, но важно при газоконденсатных исследованиях рассматривать комплексно проблему и течения в пористой среде, и в стволе скважины при газоконденсатных исследованиях.

И условия сепарации, по ним рекомендация такая, что сепарация при газоконденсатных исследованиях, вот в этом сепараторе типа «Порт-Э-тест», в который с устья идет добываемый поток, там давление должно быть не выше, чем 60 бар. Почему? Потому что, если давление не выше 60 бар, на практике стараются где-то 40-45 бар, чтобы было давление. Тогда в газе сепарации конденсата очень мало. То есть, есть пентаны и гексаны, но в малом количестве, и при транспортировке, и в лаборатории, эти вот лёгкие углеводороды, C_5 , C_6 , они не выпадают из газа сепарации. И состав его не искажается при лабораторном исследовании компонентного состава газа сепарации. А если давление в контейнере с газом сепарации, в баллоне с газом сепарации отобрано, будет выше 60 бар, то будет больше растворено лёгких компонентов C_5 плюс выше, и они при исследованиях в лаборатории выделятся, и даже при транспортировке они могут выделяться в баллоне, на стенке скважины, и будет искажён состав газа сепарации. Это из практики. Значит, все эти вопросы, касающиеся, когда может выделяться конденсат из газа сепарации, если кого-то будет интересовать, или какое-то подтверждение для себя, значит, все это можно рассчитывать. Рассчитывать с применением уравнения состояния, задаётся компонентный состав газа сепарации, задаются термобарические условия, и вот можно посмотреть, будет ли при заданном диапазоне температур в заданном диапазоне давлений из газа сепарации выделяться жидкость. Если она будет выделяться, значит, эти давления, эти термобарические условия, они плохи для отбора газа сепарации при газоконденсатных промысловых исследованиях.

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.

Газпром нефть | 122

Дальше. Так вот, два вопроса, которые мы рассмотрим более подробно. Депрессия на пласт. Насыщенные залежи углеводородов, давление равно давлению начала ретроградной конденсации, необходимо исследовать с депрессией до 10% от пластового давления. Значит, казалось бы, а почему до 10%? Ведь конденсат уже будет выделяться, и выделяться он будет, если может прилично уже выделиться из газовой фазы. Так вот, смысл в том, почему до 10%? Это из практики, тоже из специальных исследований, что в начале выделяющийся конденсат представляет собой мелкодисперсную фазу. То есть, капельки выделяются, капельки жидкости очень мелкие, и этот конденсат, который выделяется в призабойной зоне, капельки эти не успевают консолидироваться, и они с газовой фазой попадают на забой скважины. То есть, иначе говоря, значит, если у нас депрессия до 10% от пластового давления, то считается, что состав пластовой смеси, поступающей на забой в ствол скважины, он не отличается от состава пластового газа. Ну, я сказал, почему. Мелкодисперсная, ретроградная жидккая фаза, и капельки еще не успевают консолидироваться, и не успевают в пористой среде откладываться, то есть, оседать на поверхность пористой среды. Ну, вот так современные такие представления. Значит, если же у нас депрессия выше, то капельки будут консолидироваться, и будут уже оседать на поверхности пористой среды, и состав поступающей смеси на забой скважины будет обеднен. Обеднен содержанием конденсата по сравнению с пластовым газом. Теперь, если у нас легкий конденсат, легкий – это плотность которого меньше либо равна 700 кг на метр кубический, это легкий конденсат, то из практики следует, что такие скважины могут исследоваться с депрессией, такие залежи могут исследоваться с депрессией до 15%. Это из практики. Про-

сто проводились исследования скважин с различной депрессией, и сделаны были выводы, что для легкого конденсата меньше 700 кг на метр куб плотность, можно создавать депрессию до 15%. Это из практики. Это написано в инструкциях, в руководствах теми, кто занимался этим вопросом. Это тоже, вообще говоря, вопрос исследований, и для конкретного объекта, например, не лишнее провести исследование на нескольких режимах с разной депрессией и сравнить конденсаторазовый фактор, который при этом получается. Но из предыдущего опыта вот такие выводы следуют. И недонасыщенные залежи можно исследовать с депрессией до 20% и больше. Это залежи обычно с аномально высоким пластовым давлением. Это залежи, например, на Астраханском серогазоконденсатном месторождении проводились большие исследования сотрудниками Института АстраханьНИПИгаз, квалифицированные люди. Я назову фамилию Лапшин Владимир Ильич, который уже давно и долгое время работает во ВНИИГАЗе. Мы с ним в свое время контактировали, когда проводились исследования на газоконденсатность на Астраханском месторождении. И практикой было показано, что недонасыщенные залежи можно исследовать с депрессией до 20% и больше. Что значит больше? Ну, все зависит от различия между пластовым давлением и давлением начала ретроградной конденсации. На Астраханском месторождении оно очень большое, там пластовое давление превышает 60 мегапаскалей. Там 63 мегапаскаля, но там залежь достаточно большой толщиной газоносности, и давление меняется. Но в целом, вот так вот, больше 60 мегапаскалей. А глубина 4 километра, гидростатическое давление, значит, у нас 400 бар. Исследования в бомбе PVT показали, что для рекомбинированных проб пластового газа, полученных с разной депрессией, давление начала конденсации равно гидростатическому, близко к нему очень, и компонентный состав пластового газа при различных депрессиях на разных режимах газоконденсатных исследований был, в общем, практически одинаковым. То есть, можно было получить представительный состав пластового газа, когда у нас есть значительное... Ну, то есть, для месторождения с аномально высоким пластовым давлением значительно проще получить состав пластового газа, представительный состав. И даже вот для этих месторождений, даже если представляются там низкопроницаемые коллектора, ну на Астраханском, кстати, тоже. Значит, и... То вот там как раз достаточно применить пластоиспытатель, и вы точно получите представительный состав пластового газа, потому что при депрессии, которая формируется при использовании пластоиспытателя, она гораздо меньше, чем... Значит, давление, при котором смесь приходит в пластоиспытатель, оно гораздо больше, чем давление начала конденсации в случае, если наша смесь пластовая из залежи с аномально высоким пластовым давлением. А вот для большинства залежей с гидростатическим давлением даже использование пластоиспытателя, это в общем в низкопроницаемых пластинах большая проблема. Актуальная проблема, ее следует изучать и предлагать, что и делается сейчас, вот в НТЦ Газпромнефть специалисты сосредоточены на изучении этой проблемы тоже. Те, кто занимается... значит, у нас есть центр исследования, центр по исследованию и разработке месторождений природных газов, вот там проводятся исследования по совершенствованию технологий газоконденсатных исследований для получения представительных проб. То есть для решения проблемы получения представительных проб.

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;
 Т – температура, К; Р – давление, ат (кгс/см2);
 d- диаметр НКТ, см; Z – коэффициент сжимаемости (z-фактор)

Газпром нефть | 123

Теперь, что касается минимально необходимого дебита (МНД) при газоконденсатных исследованиях. Эта проблема связана с проблемой минимально необходимой скорости для полного выноса ретроградного конденсата из ствола скважины. Это потому, что дебитом определяется... дебитом и конструкцией скважины определяется скорость течения нашей смеси. И, значит, нужно рекомендовать для практики минимально необходимый дебит для полного выноса капельной жидкости. И однозначно связано это со скоростью выноса. Если мы связываем наш дебит с конструкцией, с диаметром НКТ (насосно-компрессорные трубы), учитываем давление, температуру в стволе скважины, реальные свойства газа, Z-фактор. И вот вы видите формулу на взаимосвязи скорости течения, дебита, температуры, Z-фактора, давления, диаметра НКТ. И из формулы... вот она первично записана для скорости. Значит, поменяв местами переменные, можно получить выражение для оценки минимально необходимого дебита для выноса жидкой фазы.

Минимальный необходимый дебит (МНД)

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

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

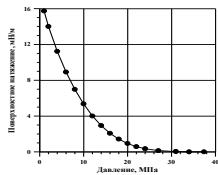
Для насыщенных углеводородных систем расчет МНД производится у башмака НКТ. Для недонасыщенных углеводородных систем расчет МНД производится в сечении НКТ, где давление равно давлению начала конденсации.

Газпром нефть | 124

Значит, сейчас, на данном этапе, считается, что при скоростях порядка 2.5 м/с конденсат выносится непрерывно сразу после пуска скважины. Это на основе и практики, и исследований экспериментальных. Это современное положение. Для насыщенных углеводородных систем расчёт минимально необходимого дебита производится у башмака насосно-компрессорных труб, то есть в самом низу. А для недонасыщенных углеводородных систем, ну вот, недонасыщенные, скажем, с АВПД (с аномальным высоким пластовым давлением), расчёт минимально необходимого дебита 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.
$3,3 \cdot \sigma_{LG}^{0,25} \cdot \left[\frac{\rho \rho_2^2}{(\rho_1 - \rho_2) \rho_2^2} \right]^{0,25}$, 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

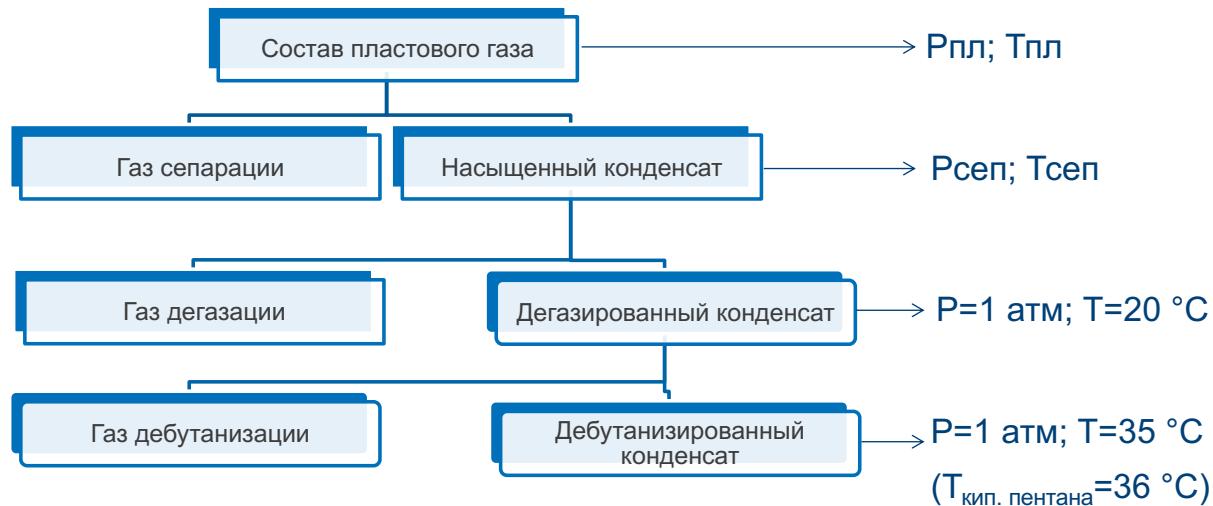
Газпром нефть | 125

И я подготовил таблицу, которая плохо видно, но я расскажу. Вот к этой проблеме относятся. По вопросу минимальной необходимой скорости газа, необходимой для установившегося выноса конденсата при газоконденсатных исследованиях скважин. В инструкции 1980 года, это инструкция отраслевая, значит, ссылка тут есть, да? И в руководстве по исследованию скважин более позднего издания, 1995 года, там говорится о том, что минимальная необходимая скорость для полного выноса капельной жидкости, для полного выноса конденсата при газоконденсатных исследованиях должна быть не меньше 4 метров в секунду. Значит, это по результатам экспериментальных исследований было в свое время, в конце 70-х годов, сделан такой вывод, и последующие промысловые исследования подтвердили, что да, при скорости 4 и более метров в секунду мы получаем представительный состав смеси. Но тогда пластовые давления, которые практически не было, значит, вот залежи с повышенным пластовым давлением, ну, где-то было 2-2.5 километра, с увеличением глубин бурения, значит, возрастают давления пластовые, а раз возрастают пластовое давление, возрастают и плотность газа, соответствующего этому давлению, и при одном и том же дебите, чем выше давление, то есть выше плотность газа, тем меньше скорость в стволе скважины, которая обеспечивает это количество газа. Это понятно совершенно. Поэтому с увеличением глубин бурения, увеличением давления, значит, уже появились рекомендации о том, что достаточно скорости 2.5 метра в секунду, да, для башмака фонтанных труб, для полного выноса выпадающего ретроградного конденсата из ствола скважины. Это впервые появилась монография 1997 года, изданная в Ухте специалистами СеверНИПИгаза. Надо сказать, что там очень хорошая школа по газоконденсатным

исследованиям, и лаборатория, и, значит, и вот специалисты, это группа специалистов написала эту монографию, исходя из собственного опыта исследований скважин не только в Республике Коми, в том числе в Вуктыльском месторождении, знаменитом, о котором я рассказывал, когда приводил примеры газоконденсатных залежей. Вот там впервые появилась. Затем эта, значит, величина, она уже отражена была в инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных пластовых скважин. И дело в том, что одним из авторов этой инструкции является специалист, который на пенсии уже, он работал активно в 80-е, 90-е годы, Корчашкин. Вот один из авторов этой монографии СеверНИПИгаза 1997 года, и он же написал материал в руководство Газпром 2011 года. Инструкция, но это руководящий рекомендации Газпром. Не то что отраслевой стандарт для всех компаний, нет, внутри Газпрома, но Газпром у нас, так сказать, основная компания по добыче газа. И поэтому инструкция, она включает в себя Р Газпром. Мне понравилось, там глава 9, запомните, часть 1, глава 9 по газоконденсатным исследованиям. И в части 2, там и примеры, там и примеры приводятся. И там глава 5 посвящена газоконденсатным исследованиям. Там отражено современное состояние инженерной практики при исследовании газоконденсатных систем. И из этих разделов можно почерпнуть также и те проблемы, которые существуют. То есть очень насыщенное достаточно издание. Как в любом практическом руководстве, там нет изобилия формул и постановок математических, а там уже инженерные рекомендации для инженеров, и в том числе выводы из имеющихся исследований физико-математических, но не в виде формул, а в виде уже выводов, понимаете, для инженеров. То есть, это отличное руководство. Там тоже есть какие-то ляпы, как и в любом издании, ляпы или же неправильные терминологии, или же выводы, с которыми трудно согласиться, но в целом очень полезное руководство. Р Газпром, главы 9, часть 1, и глава 5, часть 2. Это я для тех, кто будет специализироваться по газоконденсатным исследованиям, и по крайней мере одного человека из слушателей, я знаю, который этим интересуется, и наверняка он уже знакомился с этим руководством. А вот последние два источника — это классика. Первая — Тёрнер с соавторами. Это работа, которая опубликована в Journal of Petroleum Technology 1969 год. Казалось бы, очень старая работа, но она настолько тщательно была сделана, а специалисты квалифицированы, она, пожалуй, остаётся единственной зарубежной классической работой по рекомендациям о выносе жидкости в случае газожидкостных потоков. И там в отличие от формул, которые приведены в наших инструкциях, даже современных, там скорость, там правильно, там формула зависит от физических свойств газовой и жидкой фаз. Какие физические свойства? Плотности и поверхностного натяжения между фазами. Так вот, дело в том, что в зависимости от давления, это определяющий фактор, значит, у нас с увеличением давления плотность газовой фазы растёт, плотность жидкой фазы из-за растворения в ней газа, с увеличением давления, в случае газо-жидкостного контакта газ растворяется в жидкой фазе, поэтому её плотность, она совершенно нелинейная. Определяются массообменными процессами. И поверхностное натяжение между фазами очень сильно уменьшается при увеличении давления. Вот приведён график зависимости поверхностного натяжения между жидкой и газовой фазами от давления. И это поверхностное натяжение, оно в формуле есть, которую опубликовали Тёрнер с соавторами, и при исследовании вопросов о том, какова же скорость для полного выноса жидкой фазы, очень полезно быть знакомым с этими исследованиями. На них ссылаются и в учебнике по разработке газоконденсатных месторождений профессор Ширковский, он специа-

лизировался на газоконденсатных исследованиях, это известный специалист, который работал на кафедре разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений Губкинского института. И как раз в то время, когда я в аспирантуре учился, и потом уже я защищал докторскую, в 1994 году он был моим оппонентом. В общем, один из немногих специалистов, которые хорошо понимали физическую суть и были знакомы с методами, и специально интересовался, при каких же условиях газоконденсатные исследования дадут нам возможность получения представительных проб пластовой газоконденсатной системы. Естественно, что в то время давление пластовые были ниже, низкопроницаемых коллекторов тогда почти не было, и поэтому сейчас, отталкиваясь от этих исследований, выводов, нужно уже развивать всё это. Нужно развивать, ну и это, конечно, на основе хорошей физико-математической подготовки, которую вам дают в вашей Высшей Школе, которая называется, как я недавно узнал, переименовали, теоретической механики и математической физики. Вот математическая физика, понимание физики, владение математическими методами, ну, очень-очень необходимы для эффективного моделирования разработки и эксплуатации месторождений нефти газа. И последняя, ниже формула, она похожа на то, что Тернер в 68-м году опубликовал, в 69-м году. Так вот, чуть позже, чем это американцы делали, наши специалисты из разных институтов, вот фамилии авторов тут написаны, это очень известные профессора, известные, ну, то есть они стали профессорами в итоге, а в начале, значит, они просто проводили эффективные исследования по течению газожидкостных смесей и опубликовали формулу, в которой тоже скорость зависит от поверхностного натяжения, от плотности фаз. Ну, вот, это вот те, значит, исследования, которые существуют в этой области. Итак, вот, Р Газпром, книга 97-го года по исследованию природных газоконденсатных систем, вот исследования, которые проводились гидродинамика-ми, на которые я указал, это вот приведенные источники, на которые нужно опираться, нужно опираться и следовать дальше. Я подробно очень остановился, потому что это важная проблема в получении представительных проб газоконденсатных систем, пластовых газов из низкопроницаемых коллекторов глубокопогруженных залежей.

Определение компонентного состава пластового газа



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

Теперь об определении компонентного состава пластового газа. Значит, вот мы получили пробы после промысловых газоконденсатных исследований. Давайте с вами уже переходим к лабораторным исследованиям. Мы получили с вами пробы газа сепарации в баллоне. Этот газ сепарации получен. Контейнер с насыщенным конденсатом. И мы определяем хроматографией компонентный состав газа сепарации. Затем дегазируя пробу, насыщенную из контейнера с насыщенным конденсатом, мы получаем, исследуем газ дегазации. При дегазации, это одна атмосфера и 20 градусов Цельсия, или допускается температура окружающей среды, у нас получается газ дегазации и дегазированный конденсат. То есть из насыщенного конденсата. И у нас в стране, за рубежом нет, у нас в стране дополнительно, если у нас дегазированный конденсат имеет плотность больше чем $700 \text{ кг}/\text{м}^3$, то осуществляется его дебутанизация. И из дегазированного конденсата в результате дебутанизации выходит газ дебутанизации и остается у нас дебутанизированный конденсат, практически целиком состоящий из пентанов плюс высокипящих. Это осуществляется в ректификационной колонке лабораторной. И в результате мы получаем с вами исходные данные для расчёта компонентного состава пластового газа.

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

Газпром нефть | 127

Мы с вами, вот пример, вспомните пожалуйста, был пример, как мы на основе однократного разгазирования рассчитывали состав пластовой нефти. Там у нас две составляющие были: компонентный состав газа стандартной сепарации однократного разгазирования и компонентный состав дегазированной нефти.

Здесь же у нас, когда мы проводим дегазацию и дебутанизацию, то есть самый общий случай, мы должны компонентный состав пластовой смеси вот по этой формуле рассчитать. Мы должны иметь число молей каждой составляющей, то есть газа сепарации, и компонентный состав, значит число молей каждого компонента в этом газе сепарации, должны знать число молей дегазированного конденсата. Только что я вам рассказал, значит вот, пробу насыщенного конденсата. И его компонентный состав, значит, даёт возможность определить число молей каждого компонента в дегазированном конденсате. Если проводится дебутанизация, то мы, значит, вычисляем, мы знаем число молей газа дебутанизации, и зная компонентный состав этого газа, знаем число молей i -ого компонента в газе дебутанизации, и остался только у нас насыщенный, остался дебутанизированный конденсат, из которого удалены все компоненты газовые, значит, до бутана включительно, и в том числе азот, CO_2 , то есть остались только пентаны плюс выше-кипящие, поэтому называется дебутанизированный конденсат. Значит, определяя число молей этого конденсата, зная его объём, зная его плотность, измеренную экспериментально, и молекулярную массу, и зная состав этого дебутанизированного конденсата определенным хроматографическим методом, так же, как и для газов, мы с вами по определению, суммируя число молей i -ого компонента во всех составляющих, и делим на число молей всех компонентов,

суммируя число молей всех компонентов, газа сепарации, то есть, иначе определяем мольную долю i -ого компонента. В сумме, значит, мольные доли по всем компонентам дадут единицу. Всё достаточно просто.

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	$\rho_{\text{дбк}} (\text{C5}+)$	0,7
Молекулярная масса C5+ (ДБК)	M	98
Содержание в дебутанизированном конденсате:		
i-пентана, % мол.	c	11,4
n-пентана, % мол.	d	15,2

Газпром нефть | 128

Дальше. Вот теперь мы перейдём к... Тут мелко, но это просто в точности соответствует содержанию взятому в инструкции. В инструкции по газоконденсатным исследованиям. И обозначения соответствует этой инструкции. Значит, единственное, я предварил, и вам гораздо легче будет воспринимать, что мольная доля определяется, напомню, отношение мольной доли компонента к сумме молей всех компонентов. Значит, у нас исходный... Вопрос остаётся, а как определить число молей разных составляющих? Вот это... У нас какие исходные данные? Значит, вот это самое удельное количество выделяю, выход сырого конденсата. Вот этот самый конденсатогазовый фактор. Называется выход сырого конденсата. Сантиметр кубический на метр кубический газа сепарации. И здесь прям конкретный пример. Объём контейнеров, в которые отобран сырой конденсат. Дальше, когда этот сырой конденсат дегазировали и дебутанизировали, из него вот объёмы газодегазации и дебутанизации, они тут, которые вышли из контейнера тоже заданного объёма v), вот указанное количество газа, выделяемого а) и б). Напоминаю вам, когда указывают количество газа, объём в литрах, это всё в стандартных термобарических условиях. Не в условиях контейнера, а в стандартных термобарических условиях. Значит, вот эти... Теперь, объём дебутанизированного конденсата, который выделился в результате дебутанизации насыщенного конденсата. Его плотность, дебутанизированного конденсата, C5+, при стандартных условиях, и молекулярная масса. А также в дебутанизированном кон-

денсате хроматографией определили мольные доли изо и нормального пентана. Значит, сейчас с большим количеством компонентов имеют дело, разделяют группу C6+ выше, огромное количество фракций и так далее. Ничего этого в этом примере нет, потому что принцип не изменен. Нам нужно определять число молей компонентов, как было указано, компонентный состав газов сепарации, дегазации, дебутанизации. Значит, компонентный состав дебутанизированного конденсата. И с точки зрения принципа определения компонентного состава нам не важно. У нас дебутанизированный конденсат, его состав определен изонормальный пентан группы C6+ или группы C6+ еще на 20 фракций. Понимаете, отделена. Сейчас вот в руководстве Газпрома, издание 2011 года, а вообще ссылка руководства Газпрома 2010 года, там, по-моему, до C10+, если я не ошибаюсь, состав. Но принцип-то, там немножко... Принцип совершенно тот же. Совершенно тот же. У нас состав газов сепарации определяется в процентах мольных. Компонентный состав жидкости, конденсата определяется в процентах массовых. А потом, зная молекулярные массы составляющих компонентов, пересчитывают в мольные проценты. Это для дегазированного конденсата, для дебутанизированного конденсата. Это я вам говорю, чтобы вы понимали. Чтобы обратили внимание, что газы сразу в мольных процентах, которые равны объёмным. В руководствах пишут даже объёмные проценты, но это... Я уже объяснял, что лучше писать мольные. Значит, а жидкость в начале в массовых процентах, а с помощью молекулярной массы и формул, которые я показывал в начале, пересчитывают в мольные доли.

Последовательность расчета состава пластового газа

При расчете состава пластового газа исходят из 1000 г-молей отсепарированного газа		
Кол-во газа (А), выделяющегося при дегазации сырого конденсата, (л/м3 газа сепар)=(кол-во г-молей газа дегаз/1000 г-молей отсепарированного газа)	A=(a/V)*q	17,94
Кол-во газа (Б), выделяющегося при дебутанизации дегазированного конденсата, (л/м3 газа сепар)=(кол-во г-молей газа дебут/1000 г-молей отсепарированного газа)	B=(b/V)*q	3,34
Содержание в сыром конденсате ДБК (УВ С5+) (В), г-моль/1000 г-молей 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 C6+	F=B-(D+E)	11,83

И вот тут приведены формулы простейшие. Как нам определить число молей? И вот я проверял. Я взял вот этот руководящий документ Газпрома и самым внимательным образом

проверил формулы, которые там приводятся, которые соответствуют формулам в более ранних инструкциях 80-го, 95-го. Ничего не изменилось. Только количество компонентов группы C6+, оно больше стало. А принцип один и тот же. Значит, вот расчёт.

Последовательность расчета состава пластового газа

Компонент	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		Дебутанизированный конденсат (ДБК)		Суммарное количество компонента в сырье (неустойчивом) конденсате (суммарное содержание компонента в газах дегазации, дебутанизации, дебутанизированном конденсате)	Состав сырого конденсата	Суммарное количество г-моляр компонентов в пластовом газе, Nпл.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

Теперь я вам покажу табличку, где использованы эти формулы. И в итоге вам будет всё совершенно понятно. Вот у нас расчёт состава пластового газа. При расчёте состава пластового газа мы исходим из тысячи молей газа сепарации. Смотрите, колонка 3 внизу, газ сепарации, грамм-молей. Ну, упрощённо говорят, молей, грамм молей. Значит, вот у нас колонка 3. У нас всего тысяча молей газа сепарации. Зная компонентный состав газа сепарации, полученный хроматографией, мы определили число молей каждого компонента (метана, этана, пропана и так далее, C6+, тут ещё азот и диоксид углерода рассматривается). Дальше. Сколько же у нас газа дегазации молей каждого компонента? По формуле, которая приведена на предыдущем слайде, вы захотите, можете... Мы можем с вами определить количество молей газа, выделяющихся при дегазации, и соответствующие тысячи молей газа сепарации, то есть базовым отталкиваемся от того, что газ сепарации тысяча молей. Оно равно A умноженное на Q и делённое на B. То есть обозначения те же. Я сейчас смотрю на руководство Газпрома, где я внимательно проверял формулу этого 2010 года, страница 136, и на слайд. И мы видим, что число молей газа дегазации 17.94. Давайте посмотрим на табличку. Да, вот 17.94 всего молей газа дегазации. Мы определили его компонентный состав хроматографией, и это дано в процентах. И умножив общее число молей на мольную долю каждого компонента, получаем число молей соответствующих компонентов. Например, 17.94 умноженное на 0.637 мольную долю метана, получаем 11.43. То же

самое для газа дебутанизации. У нас 3.34 моля газа дебутанизации образовалось в результате дебутанизации дегазированного конденсата. И это количество молей соответствует тысячам молям газа сепарации. Значит, зная компонентный состав газа дебутанизации, мы определяем число молей газа дебутанизации, колонка 7. Дальше у нас остается дебутанизированный конденсат. Мы определили общее число молей дебутанизированного конденсата, приходящее на тысячу грамм-молей газа сепарации. У нас получилось 16.12 числа молей дебутанизированного конденсата. Мы определили его. Тонкость. Сначала мы определили массовую долю каждого компонента в результате газожидкостной хроматографии. А затем, зная молекулярную массу каждого компонента, мы пересчитали в мольную долю. И вот у нас колонка 8. Это в процентах мольная доля компонентов в дебутанизированном конденсате. И вы видите, что у нас нет газовых так называемых компонентов, что этот дебутанизированный конденсат состоит только из нормального пентана и группы C₆₊ выше. Если бы мы подробно, так как пишет Р Газпром, например, разбивали C₆₊ на фракции, то просто бы мы мельтешение цифр имели бы и мало, что увидели бы на экране, а суть-то абсолютно та же. Вот в итоге мы имеем число молей всех составляющих, которые и в знаменателе, и в числите для каждого компонента нам нужны. В знаменателе общее число молей всех компонентов. Теперь перейдем к колонке 12. В колонке 12 просуммировано число молей. Самая нижняя строчка — это всего молей у нас 1037.39. Из них 1000 — это число молей газа сепарации, а 37.39 — это соответствующие этим 1000 молям газа сепарации всех остальных составляющих (газ дегазации, дебутанизация, дебутанизированный конденсат). И, зная дальше, мы определили для каждого компонента, просуммировав по всем составляющим, число молей. Дальше мы пронормировали, должны пронормировать, то есть поделить число молей каждого компонента на сумму, то есть для метана, если мы это сделаем, 873.43, поделим на 1037.39, мы получим с вами 0.8419, или в процентах 84.19. Это мольная доля метана в составе пластового газа. Итак, мы сделали такую нормировку и умножим на 100, чтобы получить проценты. Для каждого компонента, вот колонка 13, в итоге мы получили состав пластового газа. Именно так определяется компонентный состав. Теперь, вот мы получили состав пластового газа в процентах мольных. Это основа для термодинамических расчетов в программных комплексах. И сепарации, и течения в стволе скважины, и прочее, прочее. Если вы знаете состав пластового газа, и вы его в качестве исходной информации в программу ввели, ну, только, конечно, C₆₊ нужно на фракции разбивать. Ну, в технических отчетах, которые сейчас приводятся по данным исследований гаоконденсатных, там гораздо более подробно. Не ограничивается C₆₊, а там, повторяю, достаточное количество компонентов для того, чтобы, введя их в программу, правильно описать массообменные процессы, которые будут происходить с нашим пластовым газом.

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. $\Pi^{(1)}_{C5+} = (q/V) * ((0.033*a*L1) + (0.033*b*L2) + (b^*p)) + (10*L3*M3/24.04)$ 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

Значит, дальше. А дальше, значит, главное, мы определили компонентный состав. Теперь, что нам важно еще? И это соответствует, повторяю, вот формулы, которые приводятся. Нам нужно рассчитать потенциальное содержание конденсата в пластовом газе. Мы первоначально всё делали на тысячу молей газа сепарации. Вот когда получали число молей других составляющих, потом получаем число молей всех составляющих, просуммировали и так далее, и получили компонентный состав, мольный, пластового газа. Значит, еще важная вещь — это, так называемое, потенциальное содержание конденсата C5+, в пластовом газе. И вот первая формула, и та, которая приводится в инструкциях, начиная с инструкции 1975 года, ну, там это руководство, это отраслевая инструкция, начиная с инструкции 1980 года, и руководство 1995, никаких изменений нет, всё правильно. Значит, вот приводится с учетом тех обозначений, которые вы видите на слайде и на предыдущих слайдах, зная соотношение, зная конденсатогазовый фактор, полученный, измеренный на промысле, зная объём контейнера, зная, значит, объёмы выделившегося газа дегазации, дебутанизации, зная содержание C5+ в газе дегазации, ну, то есть, L1, L2, L3, вот они, просто эти обозначения стандартные, и, значит, молярную массу в отсепарированном газе и так далее, мы получаем потенциальное содержание конденсата в граммах на метр кубический газа сепарации. Значит, я почему акцентирую, потому что в издании, значит, руководства 1980 года по всему Советскому Союзу, это официальное издание было, там было просто грамм на метр кубический. Ну, мы же имеем, нас интересует и пластовый газ, и сухой газ. И вот не было сказано, что на метр кубический газа сепарации, и я сам выводил эти формулы, значит, проверял, проверял. Они правильные, и единственное, значит, вот нужно,

вот тут вот правильно написано всё, грамм на метр кубический отсепарированного газа. Вот это важно очень. А нам при проектировании разработки и при подсчёте запасов, нам нужно знать, не на метр кубический отсепарированного газа, а на метр кубический пластового газа и на метр кубический сухого газа. Пластовый газ включает все компоненты. Значит, если мы знаем потенциальное содержание конденсата в граммах на метр кубический отсепарированного газа, то мы, вот пункт 2, умножив это потенциальное содержание на 1000, у нас же газа сепарации 1000 молей, и поделив на суммарное количество молей всех составляющих в пластовом газом, помните, там 1039 или что-то, мы получаем потенциальное содержание компонентов C5+, то есть стабильного конденсата, приходящегося на метр кубический пластового газа. А затем мы также из таблички знаем, какова доля сухого газа в пластовом газе – это уже из компонентного состава. Я вам напомню. Значит, вот правая самая 13-я колонка, это предыдущий слайд 130-й. Значит, и вот у нас всего молей 1030, сейчас, секундочку, да, значит, у нас в сумме 100% всех компонентов, а сухой газ, это газ, не включающий пентаны плюс вышеупомянутые. Вот если мы из 100% вычтем содержание пентанов и C6+, мы получим с вами долю процентного содержания компонентов, составляющих сухой газ. И вот y_{C5+} , то есть мы вычли из единицы, единица минус y_{C5+} , в процентах, делим на 100. Вот y_{C5+} – это суммарное содержание C5+, в пластовом газе мы его уже знаем, определив состав пластового газа. И получаем потенциальное содержание в граммах на метр кубический сухого газа. Вот основная информация, которая нам нужна для подсчета запасов и проектирования разработки. Когда мы проектируем разработку, мы прогнозируем объемы добычи пластового газа, и зная начальное содержание, ну, вернее так, значит, смотрите, мы сначала про подсчет запасов, это же начальное содержание. Начальное содержание в нашей пластовой смеси по результатам исследований разведочных скважин мы получили, что у нас 78.2 грамма на метр кубический пластового газа. Мы подсчет запасов осуществляем на пластовый газ и на сухой газ. Рассчитав объем геологических запасов пластового газа, мы умножим на потенциальное содержание конденсата в граммах на метр кубический пластового газа, и получим с вами запасы, геологические запасы конденсата C5+. А если, также мы рассчитываем геологические запасы сухого газа, и тогда мы, чтобы определить, каковы запасы конденсата, мы должны потенциальное содержание конденсата в грамм на метр кубический сухого газа умножить на геологические запасы сухого газа. Это одно и то же, это одни и те же запасы будут, что когда мы используем грамм на метр кубический пластового газа, умножаем на запасы пластового газа, или же грамм на метр кубический сухого газа умножаем на запасы сухого газа. Одна и та же величина для запасов C5+ будет. В данном случае у нас среднеконденсатная система.

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

И напоминаю, что газоконденсатные залежи по начальному содержанию конденсата, они классифицируются на низкоконденсатные, среднеконденсатные, высококонденсатные, уникальноконденсатные. Вот то, что вы видите, это повторение слайда. Но формулы, которые не были ранее приведены, это как нам определить потенциальное содержание конденсата в граммах на метр кубический сухого газа и пластового газа. Это верхняя формула на сухой газ, а нижняя на пластовый. Когда мы знаем мольную долю в процентах содержания пентанов плюс вышекипящих в пластовом газе, знаем молекулярную массу C5+ в пластовом газе, и тогда мы, используя формулу, которую мы можем рассчитать, потенциальное содержание конденсата в граммах на метр кубический сухого газа и пластового газа. Вот эти формулы, они простые совсем. Вы используете, когда будут соответствующие у вас практические вопросы, или же у вас кто-то попросит ответить на вопрос. Вот вам дан состав пластового газа, дана молекулярная масса пентанов плюс вышекипящих, какого потенциальное содержание конденсата. И вот вы видите формулы, считаете по ним, определяете.

Теперь, ну вот, это такой очень важный этап мы прошли. У газа получили состав, теперь вы знаете, как получают компонентный состав пластового газа. И как вы видите, немножечко, немножечко это сложнее, чем для нефти. Там мы просто по результатам однократного разгазирования получали две составляющие, значит вот растворенный газ и дегазированная нефть. В случае, когда мы по однократному разгазировали, определяем, а это основное. Основное всегда делает лаборатория, рассчитывает по результатам стандартной сепарации нефти компонентный состав. А тут мы определили компонентный состав, нужно было нам знать, здесь больше

составляющих. Газ сепарации, газ дегазации, газ дебутанизации и дебутанизированный конденсат. Ну просто больше составляющих. Если же, а за границей дебутанизацию не осуществляют. Они только, они делали это работая у нас в стране. А если брать их, смотреть отчеты для их месторождения, там никакой дебутанизации не производилось. Так вот, значит, все просто, больше, больше просто составляющих. Все вам теперь должно быть предельно понятно.

Оценка коэффициента конденсатоотдачи



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

Газпром нефть | 133

Теперь я все-таки, прежде чем перейти к экспериментальным исследованиям, термодинамическим. Дальше. Теперь, я говорил, что важной задачей является оценка коэффициента конденсатоотдачи для газоконденсатной системы. Если у нас потенциальное содержание конденсата меньше 25 граммов на метр кубический пластового газа, то экспериментальных исследований обычно не проводят, по крайней мере, требований таких нет. Это уже, может быть, инициатива просто. Но требований таких нет. И определяют коэффициент извлечения конденсата по результатам разработки на режиме истощения пластовой энергии, Depletion, до одной физической атмосферы. Вот таким простейшим образом по зависимости коэффициента извлечения конденсата от отношения суммы пентана, пропана, бутанов к концентрации пентанов плюс вышекипящих, зависимость была получена, тут никакой теории нет, просто на основе имеющихся практических результатов, опыта, разработки и исследований месторождений термодинамических лабораторий. В 70-х годах этот график был построен, по которому можно, зная компонентный состав пластового газа, оценить, ну именно оценить, а какую же долю C5+ выше мы извлечем из пласта при достижении пластового давления одной физической атмосферы. То есть мы просчитали, вот C2, это концентрация этана, пропана, бутанов, поделили

на концентрацию в пластовом газе С5+, провели соответствующую вертикальную линию до пересечения с зависимостью, и на оси ординат у нас будет величина конденсатоотдачи. Такой комментарий у меня по этому поводу, по поводу при одной физической атмосфере. Значит, также оценивают и конденсатоизвлечение по результатам экспериментальных исследований, формулу я вам покажу, значит, при достижении давления одной физической атмосферы. Но в пласте на практике, конечно же, никакой одной физической атмосферы не достигается. Минимальное давление, иначе говоря, давление забрасывания, оно зависит от характеристик пласта и глубины, коллекторских свойств, и, значит, оно, это вообще говоря, определение давления забрасывания, это величина технико-экономических расчетов. Но для оценки, причем это завышенная оценка, исходя из того состава компонентного, который мы имеем, значит, снижают давление до одной физической атмосферы, получают возможность с помощью простой формулы, которая будет приведена, вот сказать, какая доля конденсата при этом с газовой фазой будет добыта. Соответственно, оставшаяся доля до 100% безвозвратно потеряна в виде ретроградного конденсата.

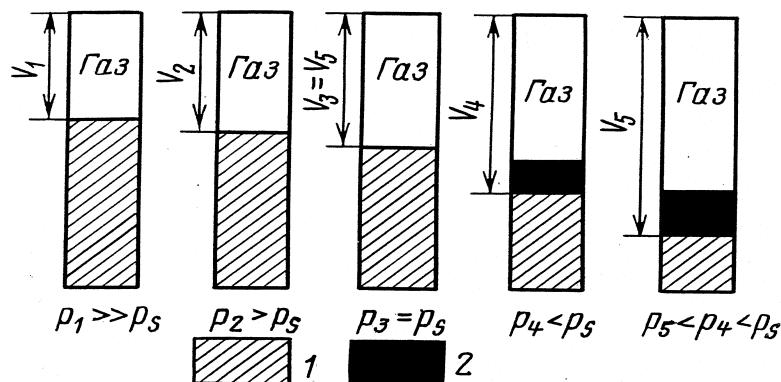
Важнейшие результаты лабораторных термодинамических исследований на установках РВТ

- 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)

Самые важные результаты лабораторных термодинамических исследований – это давление начала конденсации, Z-фактор при начальном пластовом давлении и давлении начала конденсации и показатели дифференциальной конденсации. Сейчас делают контактную дифференциальную конденсацию в соответствии с опытом зарубежным, поскольку и методики, и аппаратура сплошь зарубежные. И не только поэтому, но это основная причина.

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

Значит, проводят так... Вот для нефтей мы с вами просматривали два вида экспериментальных исследований термодинамических. Там был контактный процесс, контактное разгазирование и дифференциальное разгазирование. Но разгазирование – это для нефтей, для газированных жидкостей. А для пластовых конденсатов содержащих газов, это не разгазирование – это конденсация. А так, значит, всё очень с точки зрения физической химии, термодинамики, терминологии похоже. Значит, проводят исследования при постоянной массе смеси – это контактный процесс, форма выделения конденсата из природного газа, при которой суммарный компонентный состав и масса системы не изменяются. Для нефтей, значит, похожее определение было, только там разгазирование из пластовой нефти, при которой суммарные, главное, что суммарный компонентный состав и масса системы не изменяются. Значит, выделившаяся фаза, в данном случае конденсат, для нефти был газ, находится в равновесии с газовой фазой. Для нефти была в равновесии выделившаяся газовая фаза находится в равновесии с жидкостью углеводородной фазой. То есть, это контактная конденсация, удаление, значит, не происходит флюида, и PV-соотношения не строят для газоконденсатных систем, просто потому, что это бессмысленное занятие, мы не можем определить давление начала ретроградной конденсации по PV-зависимости. Но, значит, схема проведения контактной конденсации, она очень похожа. Значит, мы приводим нашу систему к давлению на, мы не знаем сначала давление начала конденсации, значит, мы вводим, ну, максимальное давление начала конденсации равно пластовому давлению. Значит, мы приводим систему на 3-5 мегапаскалей выше, загружаем систему в сосуд и создаем такой объем, значит, у нас система на несколько мегапаскалей выше,

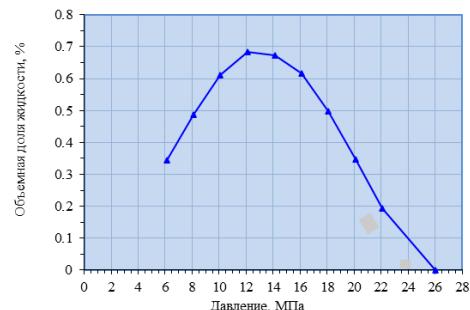
чем пластовое давление. И, значит, соответственно, если мы правильно загрузили систему в правильном соотношении, а загружают газ сепарации, насыщенный конденсат, и в соотношении с соответствующим измеренным конденсатогазовым фактором, ну, то есть создают модель пластового газа. Значит, у нас система при давлении выше, чем пластовое, она должна быть в однофазном газовом состоянии. Дальше, значит, если мы будем увеличивать объем системы, давление будет падать, и вот p_s — это saturation pressure, значит, p_1 , вот мы выше, чем давление насыщения, много выше, на несколько единиц мегапаскалей, на несколько десятков бар. Зачем мы увеличиваем объем? Снижаем давление. Однофазное состояние у нас остается. И, наконец, у нас, вот если визуально, то запотевает окошечко, запотевает стекло, значит, вот на окошечке нашего PVT-сосуда. Это значит, мы достигли давления начала ретроградной конденсации. И для современных установок есть оптические анализаторы, которые показывают, что у нас вот началось выделение, значит, жидкой фазы — давления начала ретроградной конденсации. И при дальнейшем увеличении объема выделяется ретроградная жидккая фаза, значит, ну и вот это показано, раз мы увеличиваем объем, давление уменьшается, и, значит, этот объем ретроградной жидкой фазы увеличивается до давления максимальной конденсации.

Давайте с вами вспомним фазовые диаграммы. Фазовые диаграммы, значит, которые, кстати, ну да, они строятся для смеси начального состава, то, что, постоянного состава, то, что соответствует контактной конденсации. И вот при каком-то давлении затем у нас мы достигли максимального объема выпавшего ретроградного конденсата, и при дальнейшем увеличении объема начнется процесс уже прямого испарения. Это вот схема экспериментальных исследований контактной конденсации. Основной смысл контактной конденсации для нас — определение давления начала ретроградной конденсации, а также можно определить Z-фактор, экспериментальное значение Z-фактора при, значит, любом давлении в однофазной области, то есть начальном пластовом, и давление начала конденсации нас интересует.

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	
					на пластовый газ	объемная доля жидкости
МПа	кгс/см ²	см ³	см ³	°C	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

Теперь вот пример. Пример результатов лабораторных исследований контактной конденсации, Constant Composition Expansion, то есть расширение при постоянном составе. Вот график приведен по результатам приведенных исследований. На что хочу обратить внимание? Постоянная температура пластовая, значит, фиксируется объем ячейки и объем жидкости, которая в этой ячейке выпадает. Ну и, естественно, соответствующее давление. Теперь вы видите справа пластовые потери сантиметр куб на стандартный метр кубический. Это измеряют объем. Вот измерили же объем жидкости, выпавшей, значит, и относят к объему пластового газа, приведенному к стандартным термобарическим условиям. Значит, пластовая смесь, которую мы в бомбе PVT загрузили, в соответствии, то есть рекомбинировали, рекомбинировали газ сепарации и насыщенный конденсат в соответствии с конденсатогазовым фактором на промысле измеренным. Потом перемешали все это, привели давление к начальному. В начальном у нас вот это начальное состояние должно быть газообразное. И это количество смеси мы приводим к объему стандартных метров кубических. Сейчас я вот расскажу, как это делается. И относим объем конденсата к объему стандартных метров кубических начальной пластовой смеси. Для меня всегда было очень как-то непонятно. Ну, непонятно, это трудно оценить, вот это величину. А в зарубежных отчетах гораздо более все четко, ясно и более понятно, например, с точки зрения поведения гидродинамических расчетов. Просто объемная доля жидкости, которая выпадает в объеме сосуда, вот она фиксируется, она фиксируется, объемная доля жидкости. И мы знаем текущий объем сосуда, мы знаем, какой объем жидкости в этом сосуде, вот делим одно на другое, получаем объемную долю. Вот понятно. И когда мы моделируем, например, процесс

constant composition expansion, и имеем результаты в зарубежных отчетах контактной конденсации, и переводится там объемная доля жидкости, мы можем сравнить с результатами нашего математического моделирования очень легко. Такая величина, как сантиметр куб на стандартный метр куб, я в своей программе, которую писал в конце 80-х и 90-х, которую внедрял во многих институтах, я, конечно, этот показатель, я и то, и другое приводил, приводил по результатам расчетов. Но в зарубежных программах не всегда есть такой показатель, как сантиметр куб на стандартный метр куб. И, кстати говоря, в наших отчетах, старых 70-х годов, 80-х годов, до того, как пришли зарубежные компании, там приводились данные сантиметр куб на стандартный метр куб, а объемная доля жидкости не приводилась. И очень трудно было сравнивать поначалу, когда по PVTI, например, я считал, правильно, неправильно, насколько наша математическая модель близка или нет, а по своей программе я считал, у меня было и то, и другое, то есть удобнее было. Но по зарубежным программам, пока отчеты не стали соответствовать, сейчас они соответствуют и зарубежным стандартам в отчеты наших известных лабораторий, там ГЕОДАТА очень хорошая лаборатория и другие, ну, не буду называть, это не то, что реклама. За исключением одной лаборатории, которую я уже называл, которая специализировалась по исследованию пластовых нефтеей, у меня нет отрицательных каких-то эмоций по поводу других лабораторий, и люди стремятся совершенствовать всё и приводить в порядок. Сейчас можно всё. Дальше пошли. Можно использовать и хорошо, удобно использовать отчеты, сравнивать с математическим моделированием, то есть всё на гораздо более высоком уровне.

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)

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

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

ботки и подсчёта запасов природных газов, это основной физический параметр, зная который мы можем очень многое рассчитывать, моделировать. Я напоминаю, что такое Z-фактор, для тех, кто забыл или этой проблемой вообще не занимался. Есть слева у нас уравнение состояния идеального газа. Я, когда буду делать обзор по уравнениям состояния, которые применяются... Я там немножко напомню. Первый раз я напоминаю про уравнение состояния идеального газа. $pV = NRT$, N – число молей смеси нашего газа, равное массе газа делённой на его молекулярную массу. И для одного моля у нас $pV = RT$, R – это универсальная газовая постоянная, T – это абсолютная температура. Универсальная газовая постоянная, она должна соответствовать величине той размерности давления, температуры абсолютной и объёма, который используется. Это понятно из курса физики. А уравнение состояния реального газа справа, оно описывает свойства газа, которые отличаются от идеальных для реальных газов, и вводится поправочный коэффициент Z-фактор. Вот и всё. Z-фактор позволяет учсть реальные свойства газа, газовую fazu. Это я напоминаю просто сведения из учебника физики. Дальше будет график. Когда будем рассматривать корреляции для расчёта Z-фактора реального газа, там будет и диаграмма. Диаграмма приведена как определять не по уравнению состояния, а как в инженерных расчётах, не имея программы с уравнением состояния, как определять Z-фактор. Как это делали всегда при подсчёте запасов и технологических, при подсчёте запасов, например.

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.

Теперь по поводу Z-фактора. Тут два случая его определения по экспериментальным данным. Первый случай, когда у нас сухой газ. Как мы можем определить Z-фактор газа? По поводу Z-фактора, коэффициент сжимаемости. Вообще часто в технологии определяют, не часто,

а почти всегда в инженерных задачах, либо по корреляциям, либо с применением уравнений состояния Z-фактор для природного газа. Экспериментально, если нужно определить на основе экспериментальных данных, то, как определяют Z-фактор, тут два варианта. Первый – это сухой газ, в котором нет пентанов плюс высекипящих. В этом случае в бомбе PVT при том давлении и температуре, для которых нам нужно знать Z-фактор, определяется объем, который занимает наша смесь. Дальше, эта смесь выпускается из бомбы PVT и при стандартных условиях, то есть одна физическая атмосфера и температура стандартные, ну, окружающей среды, в формуле T_0 , значит, это стандартная, по идеи. Не обязательно, главное, чтобы замерять температуру, все в абсолютных величинах, измеряется объем, который занимает эта смесь. Откуда эта формула? Вот на предыдущем слайде $pV = NZRT$. В бомбе PVT у нас смесь N молей газа, и выпустили мы эту смесь, эти N молей газа. Значит, $pV = NZRT$. И мы приравниваем, значит, мы вот что делаем. Мы относительно универсальной газовой постоянной, например, перепишем, вот это вот $pV = NZRT$, или даже относительно произведения, N числа молей на R. Значит, и эта величина в условиях рабочих при p и T , и в условиях стандартных p_0 , T_0 одинаковые, значит, мы приравниваем соответствующие соотношения, делаем, и получаем, и затем определяем из этого соотношения $Z = pVT_0/(p_0V_0T)$. Температура абсолютной величины. Именно таким образом, как я понимаю, определяют, ну не то чтобы именно так, определяет экспериментально величины Z-фактора, когда строили диаграмму Стендинга-Каца, для метана она была построена, вот так для чистых веществ или для смесей строится сухих газов, определяется зависимость Z-фактора, давление, температура.

Теперь, значит, экспериментально. Если у нас газоконденсатная смесь, тут несколько по-другому. Почему? Потому что у нас тоже измеряется объем, занимаемый смесью при рабочих давлениях и температуре в сосуде PVT, затем то количество смеси, объем который был замерен в рабочих условиях, выпускается из бомбы PVT и при атмосферных условиях эта смесь, из нее выделяется, из этого газа выделяется жидкость, это конденсат. Это не в чистом виде C5+, но это конденсат. И получается так: у нас из двух составляющих, это вот второй пункт, из двух составляющих у нас есть газ, газовая фаза, и есть жидккая фаза. И мы хотим воспользоваться формулой $Z = pV/(NRT)$, то есть формулой, соответствующей закону для реального газа. И нам единственное, что давление мы знаем в рабочих условиях, температуру знаем, объем знаем, нам число молей неизвестно той смеси, которая занимала объем V при рабочих условиях p и T . Значит мы измеряем, эта смесь, она на две фазы разделилась при атмосферных условиях. Значит мы должны измерить объем жидкости, которая при атмосферных условиях образовалась, измерить ее плотность, молекулярную массу. И таким образом мы можем определить число молей этой жидкости при атмосферных условиях. Вот формула написана: первое слагаемое – это число молей этой жидкости. И определить число молей газа, который выделился из нашей пластовой смеси при приведении к атмосферным условиям. Мы измерили его объем и разделим на объем, занимаемый одним молем газа при атмосферном давлении, текущей температуре, при стандартных условиях естественно, при стандартных условиях, 24.04 литра. Мы считаем, что у нас температура 20 градусов Цельсия, вот при этих 293 К, вот при этих условиях у нас объем моля 1.2404. Значит мы определили число молей газовой фазы, сложили, а в сумме это и есть число молей той смеси, которая была выпущена из сосуда, и которая в сосуде при давлении Р и Т, занимала объем равный V. Вот так определяют Z-фактор газоконденсатной смеси.

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

Дальше пошли. Вот говорится много о Z-факторе, но на самом деле в технологии для природных газов это основное физическое свойство, как бы везде присутствующий во всех технологических расчетах, и в частности я хотел вам показать, как используется Z-фактор при расчете начальных геологических запасов свободного газа, это не все знают. Значит вот написана формула, первые сомножители, это объем газонасыщенной пористой среды определяют. Затем у нас есть сомножитель, где у нас начальное давление p_0 , величина обратная Z-фактору, некое остаточное давление и умноженное на соответствующее этому давление, величина обратная Z-фактору. Делится на стандартное давление, стандартное давление это у нас одна физическая атмосфера. Но если мы используем мегапаскали, просто у нас и в числителе, и в знаменателе должна быть единая размерность. Если в числителе мегапаскали, значит в числителе, в знаменателе у нас стандартное давление 0.101325. Если у нас бары, соответственно бары и в числителе, и в знаменателе. И умножаем на отношение температуры, абсолютно стандартной, это 293.15 К, на пластовую, тоже в Кельвинах, ни в коем случае не Цельсия, потому что это просто неправильные результаты. Когда абсолютная температура должна, а по давлению просто требования одинаковой размерности в числителе и в знаменателе. Так вот, это просто формула выводится, вы можете сами ее вывести, это из материального баланса. И она позволяет нам оценить запасы газа при данных характеристиках газонасыщенной пористой среды. Также эта формула позволяет оценить тот объем газа, который будет добыт из залежи при снижении давления в ней от начального до некого текущего. То есть, это полезная очень формула. И особенность, которую не все знают, когда подсчитывают геологические запасы газа, то считается,

что давление в пласте, окончательно, то есть, давление, это не одна физическая атмосфера. Одна физическая атмосфера на устье скважины. Значит, по барометрии, значит, наше давление, вот в формуле остаточная, это не одна физическая атмосфера. Это давление, которое будет в пласте, когда на устье у нас будет одна физическая атмосфера. Это такая особенность, которую далеко не все знают в учебниках или кто-то в подсчете из запасов. Значит, при этом переход от устьевого давления к остаточному давлению в пласте происходит по барометрической формуле. В этой барометрической формуле, значит, считается, пренебрегают потерями давления в течении газа в стволе скважины. То есть, считается только столб, столб гравитационный, гравитационный столб по барометрической формуле. И, значит, мы должны знать глубину h , и должны знать с вами относительную плотность газа. Относительную плотность, мы с вами о ней очень много уже говорили. И относительная плотность, это поэтому, поскольку у нас относительная плотность, у нас есть некий сомножитель 1.205. Но это просто мы от относительной плотности газа хотим перейти к абсолютной плотности газа для того, чтобы гравитационный столб посчитать. А вспомним, что плотность воздуха равняется 1.205 кг на метр кубический. Плотность воздуха. Значит, умножаем плотность воздуха на относительную плотность нашего газа, получаем абсолютную плотность нашего газа при стандартных условиях. Ну и дальше идёт вот это стандартные данные, используемые в подсчёте запас в барометрической формуле. Все размерности данные. Теперь по поводу второго. То есть, мы должны что знать? Мы должны знать Z-фактор при начальном пластовом давлении. И должны знать Z-фактор при давлении остаточном. Есть у нас остаточное давление. Теперь чему равно остаточное давление? Зависит оно, естественно, от плотности газа. Чем он жирнее, тем будет больше столб. Но и сильно зависит от глубины скважины. Чем больше глубина скважины, тем столб газа будет больше. И давление в пласте, соответствующее одной атмосфере на устье, оно будет больше. Но всё равно это всего-навсего несколько атмосфер, несколько бар. Я оценивал для глубокопогруженных залежей. У меня получалось 5 бар для глубины в 4 или сколько-то километров. Это можно самим просто оценить. Взять относительную плотность газа, предположим, 0.8 или 0.9, если более жирный газ. Пластовый газ любой. И оценить при разных глубинах какое же давление в пласте будет остаточное. Остаточное для использования вот этой формулы. Вот такая вещь. Часто, наверное, пренебрегают тем, что остаточное давление не равно одной физической атмосфере. Потому что кто будет пересчитывать, если только эксперты такие дотошные очень. А так и большой погрешности не будет. Ну вот.

А вот ещё интересно для тех, которые разработкой занимаются. Это можно по этой формуле оценить динамику добычи газа при снижении давления от начального до заданного. Потому что мы можем задать... $P_{ост}$ может быть любым давлением. Это же уравнение материального баланса для сухого газа, для залежи природного газа. Без учёта выпадения конденсата. И мы можем таким образом, задав интересующее нас давление, оценить, какой объём газа будет при этом добыт при снижении давления от начального до заданного. И для этого нам нужно тоже знать Z-фактор. Как при начальном давлении, так и при заданном. Это для месторождений с уникальным составом, где много сероводорода, диоксида углерода. Ну вот Прикаспии определялся Z-фактор экспериментально. А вообще, если вы уверены, это можно вполне делать с применением уравнения состояния. Либо корреляцией. Но если в уравнение состояния вы задаете компонентной состав и хорошее уравнение состояния, которые в программных вы-

числительных комплексах, там они применимы для сложных составов, когда есть сероводород, диоксид углерода и так далее. То корреляции, которые используются, они в основном были получены для сухих газов. И их точность, она требует... Ну, если есть сомнения, можно сравнить с тем, что дает уравнение состояния, что дает корреляции, ну и так далее. Вот. И понятно. Очень понятно.

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

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

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

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 $M_i / 2.404$

Газпром нефть | 140

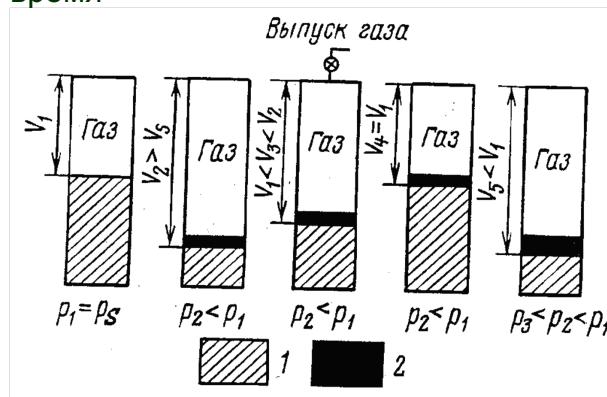
Дальше поехали. Теперь по поводу потенциального... Для чего используется потенциальное содержание, я же говорил. Конденсата. Мы зная запасы газа, в данном случае пластовый газ, Q_G , значит, пластовый газ, мы умножив на потенциальное... А, ну, собственно говоря, не важно. Умножив на потенциальное содержание конденсата, граммов на метр кубический пластового газа, посчитать запасы конденсата. Если у нас потенциальное содержание граммов на метр кубический пластового газа, то в этой формуле нужно запасы пластового газа использовать. А если потенциальное содержание граммов на метр кубический сухого газа, значит, у нас в сомножителе, в числителе должны быть запасы сухого газа для подсчета конденсата. Ну, аналогичные формулы, они используются для подсчета запасов компонентов (этанов, пропанов, бутанов, значит, и...) Здесь Π_i , формула такая же, как для конденсата, но Π_i относится к этану, пропану, бутанам, и в руководствах вот сказано, что, давайте вы, потенциальное содержание этана, пропана, бутанов определяется умножением молярного процента содержания каждого из них в пластовом газе на коэффициенты, соответственно, 12.5, 18.3, 24.2. И вопрос в том, что это за коэффициенты, откуда они взяты? Ну, вот, значит, это соответствует, соответствует, вот, значит, молярное... Давайте Π_i равняется молярное процентное содержание, да, умножается на

молекулярную массу компонента, делится на 2.404. Так вот, если мы молярную массу этана, 30, я пренебрегаю всякими десятыми, сотыми, разделим на 2.404, мы получим 12.5. Для пропана, молекулярная масса 30, C_2H_6 , мы получим, разделим на 2.404, получим 18.3. И то же самое для бутанов. Вот, откуда эти коэффициенты в руководствах, и там не сказано, значит, как они получены, эти коэффициенты. Ну, а мы с вами вот знаем, что из формулы, из понятия, значит, ну, вот таким образом, да. Все это соответствует расчету потенциального содержания компонентов в газовой смеси. Если мы потенциальное содержание компонентов вот так рассчитали и умножили на запасы газа, значит, мы получили запасы не только конденсата, а и компонентов.

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

Значит, итак, про контактную конденсацию. Первый тип экспериментальных исследований мы с вами знаем. Теперь дифференциальная и контактно-дифференциальная конденсация. Значит, в чём смысл? Смысл в том, что мы выпускаем газовую фазу, и за счёт выпуска газовой фазы из сосуда у нас изменяется давление. И мы говорили о дифференциальном разгазировании пластовой нефти. То есть, когда у нас за счёт изменения объёма осуществилось соответствующее уменьшение давления, осуществлялось разгазирование пластовой нефти, и дальше мы ступенчато осуществляли дифференциальное разгазирование. А вот по поводу дифференциальной конденсации тут смысл совершенно другой. Там мы получали зависимости свойств нефти и газа от давления для использования при гидродинамическом моделировании разработки месторождений. При этом непосредственно вопросы прогнозирования показателей разработки мы не затрагивали. Просто динамику свойств нефти и растворённого газа, которые мы

используем дальше при моделировании разработки. А вот здесь процесс контактной дифференциальной конденсации, эксперимент, он непосредственно связан с моделированием. Просто мы моделируем процесс разработки залежи на режиме истощения пластовой энергии. Но понятно, что предполагая, что у нас объём сосуда, сосуд РВТ, он моделирует нам объём газонасыщенного пространства. Понятно, что мы не учитываем всякие капиллярные, сорбционные силы, и неоднородный коллектор, но это всё понятно. Это просто аналог материального баланса, очень хорошо нам позволяющий моделировать динамику газоотдачи, динамику состава добываемого газа, динамику конденсатоотдачи, то есть при разработке газоконденсатной залежи. В точной постановке процесс дифференциальной конденсации, именно дифференциальной конденсации, N-компонентной смеси, он описывается, приведённой системой обыкновенных дифференциальных уравнений, и я просто заодно вам вставлю в курс дела. И используя уравнение состояния, мы можем в точной постановке, решив эту систему обыкновенных дифференциальных уравнений, описать дифференциальную конденсацию или истощение газоконденсатной системы. Теперь экспериментально. Раньше дифференциальную конденсацию моделировали до поступления иностранной аппаратуры, и при этом непрерывно выпускали газ с определённым темпом, достигали давления заданного, фиксировали объём выпускаемого газа и его характеристики, и после нескольких загрузок, до 10 загрузок пластовой смеси, которые необходимы были для получения соответствующих характеристик процесса, именно процесс дифференциальный моделировался. Проблема возникала, во-первых, в том, что нужно несколько загрузок делать, но главная проблема, это то, что у нас темп выпуска газа, он всё равно не позволял, реальный темп выпуска газа при экспериментальных исследованиях, он приводил к неравновесности системы, и вместе с газовой фазой из бомбы РВТ удалялись капельки конденсата, поскольку система при непрерывном удалении газа, она не могла прийти в равновесие, и в общем она была неравновесна. Оценку этой неравновесности очень хорошо описал Новопашин Владимир Фёдорович, он сделал оценки соответствующие, это из института ТюменьНИПИгаз, очень грамотный человек, он сейчас уже ушёл на пенсию, но в общем он руководил лабораторией ТюменьНИПИгаз газоконденсатных исследований, поэтому перешли эту проблему неравновесности, её удалось решить при переходе к технологии, которая за рубежом используется, то есть собственно вот Constant Volume Depletion, то есть когда у нас дифференциальный процесс, он заменяется ступенчатым процессом, ступенчатым процессом, это тоже неточное описание дифференциального процесса, но это лучше, чем недостижение равновесия в дифференциальном процессе, когда есть неопределенность в темпе удаления газа и так далее. Что же делают в процессе Constant Volume Depletion? Приводят нашу рекомбинированную систему, или глубинную пробу, если МДТ отобрали, приводят нашу систему к давлению, да, ну вот по контактной конденсации мы же определили давление начала ретроградной конденсации, поэтому мы уже знаем при каком давлении, то есть начнётся ретроградная конденсация, давление начала, и мы к этому давлению приводим нашу смесь. Дальше мы контактно увеличиваем, не удаляя ничего из сосуда, увеличиваем объём, и поскольку начали с давления начала ретроградной конденсации, у нас выделился ретроградный конденсат. Мы зафиксировали давление p_2 , мы зафиксировали объём, и дальше мы открываем вентиль и при этом постоянном давлении p_2 , поджимая, удаляем газ. При этом у нас давление постоянное в этом процессе, значит у нас удаляется газовая фаза, равновесная с жидкой фазой, а мы, кстати говоря, достигли давления p_2 , нашу смесь мы меша-

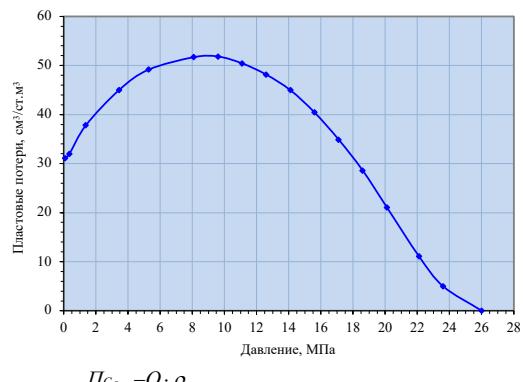
ем, мешаем, мешаем, и добиваемся того, что у нас именно равновесное состояние при давлении p_2 , выпавшего ретроградного конденсата и пластового газа. Вот здесь уже чётко совершенно равновесие. Затем мы выпускаем газовую фазу при постоянном давлении и в отличие от дифференциального разгазирования пластовой нефти, мы объём, мы не всю газовую фазу удаляем, а мы вот этот этап заканчиваем, когда наш объём рабочий становится равным первоначальному, который был при давлении начала конденсации. При этом у нас уже есть выпавший конденсат, мы замерили объём газа, который вышел, компонентный состав его, мы можем определить Z-фактор, который при текущем давлении p_2 у нашего газа, и потенциальное содержание, то есть всё, что нам нужно. Дальше повторяется процесс, уже опять увеличиваем объём рабочий контактно, то есть происходит контактная конденсация, давление снижается ниже, чем p_2 , фиксируем давление p_3 , ретроградный конденсат ещё его объём увеличился, дальше мы опять перемешиваем, чтобы у нас всё было в равновесии, и дальше опять выпускаем газ до достижения объёма, равного первоначальному, то есть как бы объём сосуда PVT. Смысл этого процесса в том, у нас же газонасыщенная пористая среда, если мы пренебрегаем деформацией и поступлением воды, она неизменна. Вот мы и возвращаемся к этому неизменному начальному объёму. Мы таким образом ступенчато моделируем процесс контактно-дифференциальной конденсации, и это нам позволяет оценить, что же происходит при разработке на режиме истощения пластовой энергии в газоконденсатном пласте. И ещё раз возвращаясь к физике, дифференциальная конденсация осуществлялась с таким темпом, другого просто не дано было на практике, что у нас газ и ретроградный конденсат не были в равновесии, и темп удаления газа гораздо выше, чем на практике, чем при разработке месторождения. И это раз. Несколько загрузок нужно делать, это два. А здесь у нас недостаток в том, что дифференциальный процесс, он заменяется контактно-дифференциальным. Но сейчас, когда вы видите отчёты зарубежных компаний или наших лабораторий, вот это изменение давления, оно буквально через каждые 10 бар, это ступени, потому что современные аппаратуры позволяют быстро измерения проводить. Поэтому этот процесс близок к дифференциальному, не моделируя в точной постановке этот процесс. Вот такая вещь. Это общепринятая международная практика. Но главное, что мы моделируем процесс истощения.

Пример результатов лабораторных исследований контактно-дифференциальной конденсации (CVD)

Контактно-дифференциальная конденсация (CVD)

Давление абс.		Объем жидкости	Объем ячейки	Температура	Пластовые потери	
МПа	кГс/см ²	см ³	см ³	°С	см ³ /ст. м ³	объемная доля жидкости
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	648,92	71,0	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	657,88	20,0	31,1	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



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

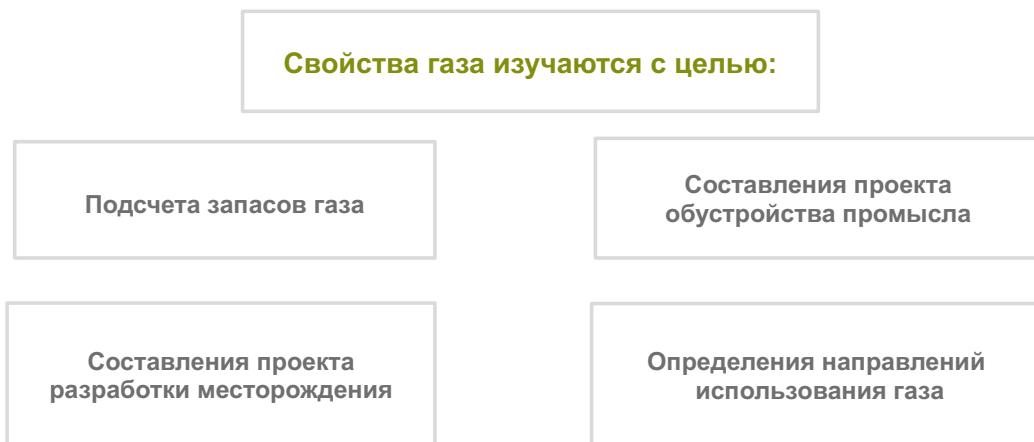
Q – объем конденсата, оставшегося в ячейке;
 ρ_{ek} – плотность конденсата, оставшегося в ячейке.

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016 г. | 143

Теперь в каком виде отчёты публикуются? Сейчас вы видите и в табличной форме, и в графической. У нас есть давление, при котором осуществлялись шаги контактно-дифференциальной конденсации. И вы видите, какая объёмная доля жидкости выпала в процессе истощения при постоянном объёме. И формула приведена, которую можно легко вывести самим тоже. Это оценка коэффициента излечения конденсата при достижении давления, равного одной физической атмосфере в пласте и в бомбе PVT. У нас так, в числителе. По результатам контактной дифференциальной конденсации, можно оценить коэффициент извлечения конденсата. Где у нас обозначение показано, Q – это объём конденсата, оставшийся в ячейке при одной физической атмосфере, соответственно, ρ_{ek} стабильного конденсата, плотность конденсата, оставшегося в ячейке, дегазирована. Дегазированный конденсат, оставшийся в ячейке, и его плотность приведена к 20 градусам Цельсия, как требуется. И вот, что ещё. Это потенциальное содержание C5+, в граммах на метр кубический газа. Так вот, о потенциальном содержании уже мы много говорили. Это начальное, начальное имеется в виду. Значит, если вы используете грамм на метр кубический газа сепарации, то должно быть и в знаменателе, и в числителе, и, значит, это... и объём конденсата, оставшегося в ячейке, Q, да, это отнесённый к... Ну, в общем, потенциальное содержание должно быть и в числите, и в знаменателе, либо грамм на метр кубический сухого газа, либо пластового, либо газа сепарации. И это влияет на объём конденсата, оставшегося в ячейке. Это... Формулу лучше самим вывести. Это объём конденсата, это не просто объём конденсата, это объём конденсата, приходящийся на метр кубический начального газа, либо газа сепарации, либо сухого, либо пластового. Вот что это такое. Тут не очень... Я обра-

щу внимание, просто только сейчас обратил внимание, но просто здесь нужно уточнить. Здесь нужно уточнить. Это слайд номер 143, значит, Q . Вот размерность. Но это точно, потому что я эту формулу выводил, а на слайде не проверил. Скопировал с другой презентации, не проверил. В общем, и потенциальное содержание, и вот это Q должны быть на метр кубический одного и того же газа, либо газа сепарации, либо пластовый газ, либо сухой. Тогда эта формула даст нам правильную оценку коэффициента излечения конденсата при одной физической атмосфере.

Цели исследований сухого и жирного газа



Газпром нефть | 144

Теперь осталось два слайда. То есть мы с вами рассмотрели газоконденсатные из пяти типов, которые мы рассматривали. Black oil, летучая нефть, газоконденсатная система. И вот остались сухой и жирный газ. Но ретроградных потерь ни в жирном, ни в сухом газе, ретроградных потерь в пласте нет, поэтому тут никаких экспериментов не проводится, и по CVD, скажем, и так далее. А вот и даже для сухого газа и контактная конденсация не проводится, поскольку выпадения жидкой фазы, углеводородной нет. А для жирного газа можно определить экспериментально при условиях промысловой сепарации, сколько выделится конденсата. Это также можно делать и математическим моделированием. И главное тут определение свойств газа, для подсчета запасов, для проектирования разработки и проектообустройства направления 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

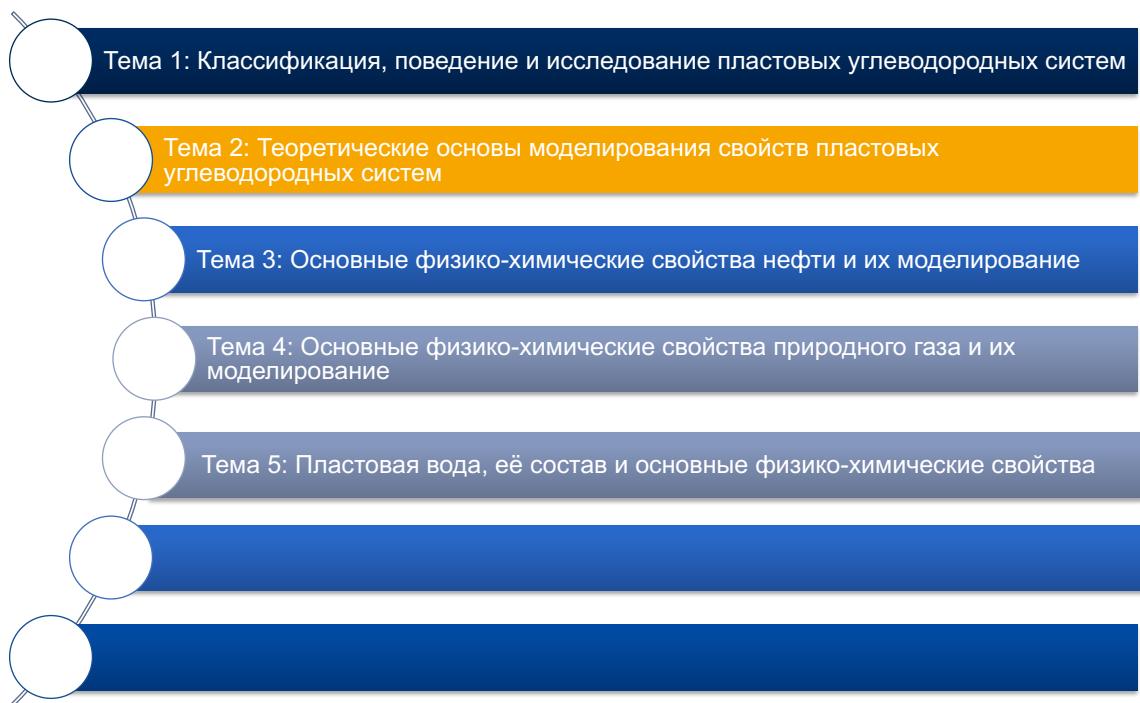
Жирный газ:

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

Газпром нефть | 145

Теперь вот основные параметры, которые определяются при исследовании сухого и жирного газа. Тут конденсата нет. Важно тут что? Z -фактор важен. Ну, раз мы Z -фактор знаем, значит мы и объемный коэффициент знаем, потому что в формуле Z -фактор. Значит, нам нужно знать вязкость газа, но она экспериментально не определяется, она определяется по корреляциям. То же касается жирного газа, значит, для жирного газа нам нужно знать информацию об условиях термобарических, выпадении конденсата и его количестве и свойствах. Вот это вот экспериментально в бомбе PVT может быть сделано. И, естественно, математическое моделирование тоже может быть сделано, но экспериментальные исследования, конечно, они первичны, потому что математической моделью при недостаточном опыте термодинамического моделирования в фазовых равновесиях можно неправильно смоделировать соотношение, при каких условиях будет конденсат выделяться.

5 Лекция 27.10.2022 (Брусиловский А.И.)



Газпром нефть | 146

Сегодня последний день курса. И я буду очень интенсивно рассказывать. Если вы обратите внимание, мы на 146 слайде, у нас их около 300. Вас это не должно смущать, я все успею вам рассказать, потому что значительная часть из того, что осталось, это посвящено корреляциям. Просто я покажу вам наборы известных корреляций для моделирования свойств нефти, природного газа, пластовой воды. Есть в прилагаемом материале программа, написанная на Excel, по которой можно посчитать по корреляциям различные свойства нефти, газа и воды, в том числе и те, которые в презентации корреляции указаны. Это я буду делать в виде очень быстрого обзора, так что мы все с вами успеем. Итак, за прошедшие 4 дня (сегодня у нас пятый день) мы с вами познакомились с, во-первых, особенностями компонентного состава природных углеводородных систем и умеем с вами отличить состав системы, находящейся в жидким агрегатном состоянии, то есть пластовой нефти, от многокомпонентной природной системы, находящейся в газовом агрегатном состоянии, то есть это природные газы. Когда я говорю газовое агрегатное состояние, естественно, я имею в виду и свободные газы, и газовые шапки двухфазных залежей. Также мы с вами рассмотрели методы получения информации с помощью глубинных и поверхностных проб о компонентном составе пластовых нефтей и газоконденсатных систем. И мы с вами послушали о том, каковы особенности и требования к отбору проб. И самое главное, что в каких случаях отбирают глубинные пробы, в каких поверхностные. Напомню, что для нефтей основным способом получения информации о составе и свойствах пластового флюида является отбор глубинных проб. Для газоконденсатных систем основным способом является

рекомбинация поверхностных проб, полученных в сепараторах большого объема. Это то, что предпочитают в промышленности. Мы с вами узнали, какие эксперименты проводятся при исследовании пластовых нефтей и газоконденсатных систем, и какой физический смысл заложен в проведении этих экспериментов и в получении тех или иных результатов.

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.

Газпром нефть | 147

И вот теперь мы перейдем к тому, каким... Ну, фактически к методам математического моделирования свойств природных углеводородных систем и пластовых нефтей, и газоконденсатных систем сухих и жирных газов. И два направления здесь существует. Это применение уравнений состояния, основанное на фундаментальных положениях термодинамики многокомпонентных систем, и второе — применение корреляций, когда обработкой большого объема статистического и фактического материала, лабораторных и промысловых исследований, получают зависимости, позволяющие при отсутствии компонентного состава, почти всегда, тем не менее, оценивать так называемые PVT-свойства, необходимые для инженерных расчетов. Начнем мы наше изложение с тех основ, которые используются при моделировании с использованием уравнений состояния. Итак, это очень короткий обзор, но он дает абсолютно правильное направление вам для понимания того, что делается.

Необходимые условия фазового равновесия N-компонентной системы

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

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

Газпром нефть | 148

Итак, необходимые условия фазового равновесия N -компонентной системы. Это напоминание того, что я уже вам говорил. В общем случае, если существуют N -фаз N -компонентной системы, то необходимым условием того, чтобы гетерогенная система, то есть находящаяся в многофазном состоянии, и при этом в состоянии равновесия. Чтобы фазы были в равновесии, нам нужно соблюдение условий, которые вы видите на слайде. Равенство температур во всех фазах, равенство давлений во всех фазах, равенство летучестей каждого компонента во всех фазах. Первичным в термодинамике является равенство химических потенциалов компонента во всех фазах. В термодинамике для практического использования вводится понятие летучести. Летучесть — это fugitiveness, по-английски fugacity. Летучесть связана с химическим потенциалом однозначно. На практике используют равенство летучестей. Итак, как в частном случае, то что у нас в нашей практике инженерной, мы рассчитываем двухфазное равновесие парожидкость. В большинстве случаев, в подавляющем большинстве случаев для N -компонентной системы. И наша задача заключается в том, чтобы вычислить летучесть. Так вот, из термодинамики многокомпонентных систем следует нижняя формула, что для многокомпонентной системы натуральный логарифм летучести i -го компонента, он равен интеграл от V до бесконечности. Вот интегральное выражение. То, что вы видите. Смысла нет, это все озвучивать. И вопрос заключается в том, а вообще как нам эту формулу использовать? Нужно же знать частную производную давления по числу молей i -го компонента при постоянной температуре, объеме и числах молей остальных компонентов. Это основа. Для этого используется уравнение состояния. И уравнение состояния, чем точнее уравнение состояния описывает свойства

вещества, тем точнее мы будем рассчитывать значения летучести компонентов и рассчитывать термодинамическое равновесие, в частности парожидкостное равновесие наших систем.

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

Газпром нефть | 149

В практике расчета парожидкостного равновесия последовательно на протяжении нескольких десятилетий использовали разные методы. В начале так называемое давление схождения, использующее константы фазового равновесия. И я об этом говорить не буду. Раньше это было в 50-х, 60-х вплоть до 70-х годов. Это был основной способ определения состава равновесных фаз углеводородных систем. Применялись также комбинированные методы, использующие методы физической химии. И основной, повторяю, комбинированный метод, там свойства газовой фазы рассчитывали с применением уравнения состояния, а свойства жидкой фазы рассчитывались с использованием теории регулярных растворов. И с середины 70-х годов, когда появились уравнения состояния, более-менее адекватно описывающие парожидкостное равновесие многокомпонентных углеводородных систем, в том числе включающих азот, диоксид углерода и сероводород, стали использовать единые уравнения состояния, которые используют для описания и паровой фазы, или свободной газовой фазы, и жидкой фазы, находящейся... Значит, рассчитывают условия... Из заданных условий термобарических и суммарного компонентного состава рассчитывают, на фазы какого состава расслоится система и свойства этих фаз. Нужно сказать, что используя уравнения состояния, мы можем рассчитывать не только компонентные равновесные составы фаз, существующих, но и согласованные с ними термодинамические свойства. Об этом, значит, я не думаю, что все слышали, а, по крайней мере, в учебниках об этом особенно не пишут. Но если вы знаете компонентный состав фазы, то вы можете рассчитать все

термодинамические свойства, в том числе энталпию, энтропию, изобарно-изотермические и другие потенциалы, теплоемкость при постоянном давлении, постоянном объеме и интегральные дифференциальные эффекты Джоуля-Томсона. Изоэнталпийный эффект, это вот Джоуля-Томсона, изоэнтропийный эффект. И также, зная, значит, уже определив компонентный состав и плотности фазы из термодинамических расчетов, вы можете рассчитать теплофизические свойства. Главное теплофизическое свойство, которое нам необходимо для гидродинамических расчетов, как в пласте, так и в стволе скважины, в трубопроводах, это динамическая вязкость. И я вам покажу, уже когда будем обсуждать, я буду делать обзор применения корреляций, там будут корреляции для оценки динамической вязкости газов и нефтеей.

Напоминаю правила фаз Гиббса, классику термодинамики многокомпонентных систем, что мы можем определить с помощью правила фаз Гиббса, какое максимальное количество фаз в нашей системе. И если у нас N компонентов, то максимальное количество фаз теоретически равно $N + 2$, и мы имеем дело в основном, в подавляющем большинстве случаев, только с двумя фазами, это особенность наших природных углеводородных систем, что они в термобарических условиях, которые нас интересуют, пласти, значит, это температура где-то до 150 градусов Цельсия, давление до 1000 атмосфер, выше давления крайне редко, только в очень глубокопогруженных залежах, это исключение. Значит, у нас существуют две фазы, расслаивается наша система на две фазы, паровую и жидкую, несмотря на то, что системы состоят из очень большого количества компонентов обычных (кроме когда мы имеем дело с сухими газами, там подавляющая концентрация метана, и, собственно говоря, там и фазовых превращений не происходит, если отсутствует конденсат). Я всё время возвращаюсь к практическим вопросам, потому что они, ради понимания того, как на практике нам нужно поступать, и понимание того, что может быть, собственно, и этот курс читается. И нас интересует, какое число независимых переменных системы нужно задать для однозначного определения значений остальных переменных, и вот скоро мы увидим формулировку задач расчёта парожидкостного равновесия для природных систем, которая вытекает из базовых положений фазового равновесия термодинамики многокомпонентных систем. Формулировки будут. Я вам напомню, когда мы будем рассматривать систему уравнений, очень скоро, что правило фаз Гиббса, оно говорит о том, какое количество независимых переменных нам нужно задать для однозначного определения значений остальных переменных, которыми являются составы фаз. В правиле фаз Гиббса не говорится об относительном количестве фаз в системе, а только о их компонентном составе. На практике нам нужно знать не только на фазы какого состава расслоится система, но и каково относительное количество фаз, в частности, при моделировании процесса контактной конденсации, когда мы моделируем сепарацию нашей смеси, промысловую сепарацию. Для этого случая будет дана формулировка, соответствующая инженерной задаче.

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

Газпром нефть | 150

Итак, основное направление для моделирования свойств природных углеводородных систем – это применение кубических уравнений состояния, которые к настоящему времени достаточно точно описывают и фазовое равновесие, и PVT-свойства фаз. И началось это с уравнения состояния Ван-дер-Ваальса. В 1873 году в своей докторской диссертации о непрерывности газового и жидкого состояния он предложил модификацию уравнения состояния идеального газа для моделирования свойств уже не идеальных газов, а реальных флюидов. Речь шла о газах, а потом уже стали применять это уравнение состояния Ван-дер-Ваальсового типа и для моделирования свойств жидкой фазы потихонечку научились. Итак, что сделал Ван-дер-Ваальдс, модернизируя уравнение идеального газа? Он сделал такие предположения, что в идеальном газе, представим себе бильярдный стол и бильярдные шары, там нет сил межмолекулярного взаимодействия. То есть, вот эти шары бильярдные, у них нет сил ни отталкивания, ни притяжения. Мы гоняем эти шары, они соударяются и это простейший случай. Вот два сомножителя вы видите, pV было в уравнении идеального газа, а стало p плюс некая добавка, n квадрат a делить на V квадрат и V минус nb . Было учтено, что между молекулами существует притяжение, и поэтому внешнее давление, оно еще и корректируется на внутреннее давление, которое в итоге уменьшает наше давление. Эта корректировка осуществляется членом n квадрат A делить на V квадрат, что это взаимодействие, оно обратно пропорционально объему, занимаемому молекулами (n молями вещества). А кроме того, оно значит, вот обратно пропорционально расстоянию между молекулами. В итоге у нас формируется вот такой член по отношению к внешнему давлению. А второй сомножитель учитывает, что у молекул существует некий эффективный

объем молекул, он приблизительно равен четырехкратному, это по оценкам Ван-дер-Ваальса, четырехкратному объему молекул, в который молекула не пускает другие молекулы как бы они ни старались проникнуть, соудариться с данной молекулой, ничего не получится. Вот этот эффективный объем это учитывает. В результате вот он сформулировал уравнение, которое стало основой крупного направления в развитии моделирования свойств реальных веществ. И он понятия не имел о нефти и природном газе – 1873 год, физик. Но плодотворная такая вот идея, она, как и в других областях науки, плодотворная идея, обладающая самыми разными, с точки зрения численного моделирования, недостатками, недостаточно точно описывающими какие-то явления, тем не менее, является определяющей, вот идея определяет направление. И уравнение Ван-дер-Ваальса позволило развиться крупному направлению в промышленности, и нефтехимической, и в области разработки, эксплуатации месторождения, оценки свойств самых различных природных углеводородных систем. Хотя в численном отношении уравнение Ван-дер-Ваальса обладает разными недостатками, они перечислены в учебниках, в монографии, в частности, в тех, которые я писал. И я сейчас не буду это делать. Это те, кто заинтересуется более подробно этим направлением, будут читать специальные книги, обзоры, посвященные этому вопросу. А мы перейдем к следующему слайду.

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

$$p = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b)}, \quad \text{где } a, b \text{ – коэффициенты,}\\ \text{причем "a" зависит от температуры и } \omega$$

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

$$b = 0,08664RT_c/p_c \quad m = 0,480 + 1,574 \cdot \omega - 0,176 \cdot \omega^2. \\ a_c = 0,42747 \cdot R^2 T_c^2 / P_c;$$

Коэффициенты для смесей

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

Газпром нефть | 151

Так вот, прошло 100 лет, и итальянский ученый Джордж Соаве, который занимался вопросами химической технологии, он на основе уравнения типа Ван-дер-Ваальса, но на самом деле он предложил модификацию, основанную на той, которую чуть ранее, в 1949 году осуществил немецкий ученый Редлих. На слайде видите Соаве-Редлих-Квонг. Редлих в 1949 году,

профессор Редлих со своим аспирантом Квонгом, они предложили модифицировать уравнение Ван-дер-Ваальса в том виде, который вы видите в первой строчке этого слайда. Но еще там в знаменателе стояла абсолютная температура в степени 0.5. Собственно, у Ван-дер-Вальса не было зависимости от температуры в... Я вам сейчас еще раз покажу. Видите, вот на предыдущем слайде во множителе первом a – это константа, которая, как и константа b , их величины определяются в условиях критической точки. Подробно я не буду рассказывать, это долгая история. Это все подробно описано. А вот Редлих с Квонгом в 1949 году сделали модификацию формы уравнения Ван-дер-Вальса и стали точнее вычисляться, моделироваться свойства газовой фазы. И где-то до давлений порядка 100 атмосфер. Этого достаточно для того, чтобы свойства газовой фазы в технологических процессах, где давление несколько десятков атмосфер, уже моделировались с использованием уравнения состояния. И плотность, Z-фактор, естественно, и другие свойства. А что предложил Соаве в 1972 году? И это послужило очень значительным достижением для уточнения расчета парожидкостного равновесия. Для возможности не просто моделирования газовой фазы, а парожидкостного равновесия. Он предложил, во-первых, Соаве я имею ввиду, а реализовал Иваскин, модифицировал знаменатель в правой части уравнения состояния. Как вы видите оно уже переписано относительно давления. Мы переписали форму, которая была на предыдущем слайде, в несколько другом виде. Ну, просто преобразование сделали легкое алгебраическое. У нас в левой части только давление оказалось. И знаменатель у Ван-дер-Ваальса был V квадрат просто, а здесь V на (V плюс B). То есть, кроме того, предложил Соаве температурную зависимость при коэффициенте A определять из условия точного моделирования упругости паров компонентов. Первоначально уравнения состояния всегда предлагаются для чистых веществ. А уже потом вводятся правила для расчёта коэффициента уравнения состояния для смесей. И это следующий шаг. А первоначально для чистых веществ. И вот для десятка компонентов углеводородов плюс ещё азот, диоксид углерода, были определены коэффициенты α . Видите, сомножитель α при расчёте коэффициента A . Из того, что в диапазоне температур от тройной точки до критической, вспомним про чистое вещество, уравнение состояния точно описывает упругость паров вещества. Вот около десятка веществ были сделаны, были получены соответствующие коэффициенты. Они были аппроксимированы. От величины приведённой температуры, напомню, температура делённая на критическую температуру, и от значения центрического фактора, о котором мы говорили, когда мы рассматривали таблицы свойств чистых веществ. И говорилось, что такое ацентрический фактор, я уже сейчас этому время не буду уделять. Но величина ацентрического фактора приводится как справочные данные наряду с критическими температурами, давлением, молекулярной массой веществ. И затем был аппроксимирован коэффициент в выражении. В общем, было предложено выражение для вычисления коэффициента α . То есть сначала были разрозненные, полученные значения α , а потом это α было аппроксимировано тем выражением, которое вы видите. И коэффициент t зависит от ацентрического фактора. Теперь, коэффициент b , и параметр b , и параметр a_c , они определяются из условий в критической точке, так же, как это предложил делать Ван-дер-Ваальс. А что, там же было тоже a и b , и вот что он впервые предложил, и Соаве тоже использовал это. А то, что в критической точке у нас первая и вторая частные производные давления по объему, они равны нулю. Вот это, если смотреть на... То есть это точка перегиба для функции p от V . Точка перегиба для любого чистого вещества общее свойство в критической точке.

Точка перегиба. Имея эти два уравнения, и уравнение состояния у нас два параметра, a и b , мы получаем вот эти выражения, да, и задав структуру заранее, что у нас b равняется некий коэффициент умноженный на универсальную газовую постоянную, на критическую температуру, деленную на критический объем, мы получаем коэффициент для этого вида уравнения состояния, как то, что вы видите, 0.08654. А для коэффициента a_c , который имеет другую структуру, значит, R квадрат, t_c квадрат делить на P_c , коэффициент 0.42747. Это просто получается из применения для уравнения состояния конкретного условия в критической точке. Итак, главное, что уравнение состояния стало точно описывать упругость паров чистых компонентов. То, что не могли делать с применением именно самого уравнения Ван-дер-Ваальса. И, кроме того, уравнения Ван-дер-Ваальса температурные зависимости различных веществ, они описывались плохо. А уравнения в той форме, которую предложил Соаве, гораздо точнее. И многие термодинамические свойства в зависимости от температуры, особенно для газовой фазы, стали описываться. Второй момент, это уже при переходе к смесям, что очень важно для нас. Это было предложено правило вычисления коэффициента a_m (m – это от mixture, смесь). Вот ту, которую вы видите, которая отличается от того, что использовал Ван-дер-Ваальс. Использовалось уравнение Редлиха-Квонга для смеси, более примитивное правило. Что здесь важно? Для понимания. Вот у нас смесь состава y_i . y , потому что, прежде всего, я вам говорил, что y обозначает состав газовой, паровой фазы, а x обозначает состав жидкой фазы. А для смеси z_i . Вот ещё одно замечание. Уравнение состояния, оно описывает не свойства гетерогенные двух или более фазной системы сразу. Оно описывает свойства отдельных фаз. Прежде всего, уравнение Ван-дер-Ваальсового типа были предназначены для описания свойств газовой фазы. Поэтому, здесь y показан. Но при расчёте парожидкостного равновесия, при расчёте летучести компонентов правила вычисления коэффициентов a и b , они одинаковы для существующих фаз. То есть, для определённости здесь y показан. y_i – это мольная доля i -го компонента в фазе. Это первое. Второе. Появился сомножитель с так называемыми коэффициентами парного взаимодействия. Потому что без... Но это поправочные коэффициенты. Это эмпирические поправочные коэффициенты, предназначенные для того, чтобы уточнить расчёт свойств фазы многокомпонентной системы. От двухкомпонентной до N -компонентной, N – произвольное число, какое вам нужно. И были для ограниченного числа веществ приведены значения этих коэффициентов по оценкам Соаве и Редлиха. Вот это основные модификации. И надо сказать, что во всех программных комплексах, когда вы откроете, вы увидите, какие вам уравнения состояния предлагают использовать. В этом перечне есть уравнение Соаве-Редлиха-Квонга. Оно очень неплохо описывает (повторяю) свойства газовой фазы и вполне удовлетворительно рассчитывает парожидкостное равновесия при умеренных давлениях в несколько десятков атмосфер. Прежде всего, Соаве занимался вопросами химической технологии. То есть, это вопросы заводской переработки и так далее. Это вот несколько десятков, но может быть до 150 бар.

Уравнение состояния Пенга-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

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

Газпром нефть | 152

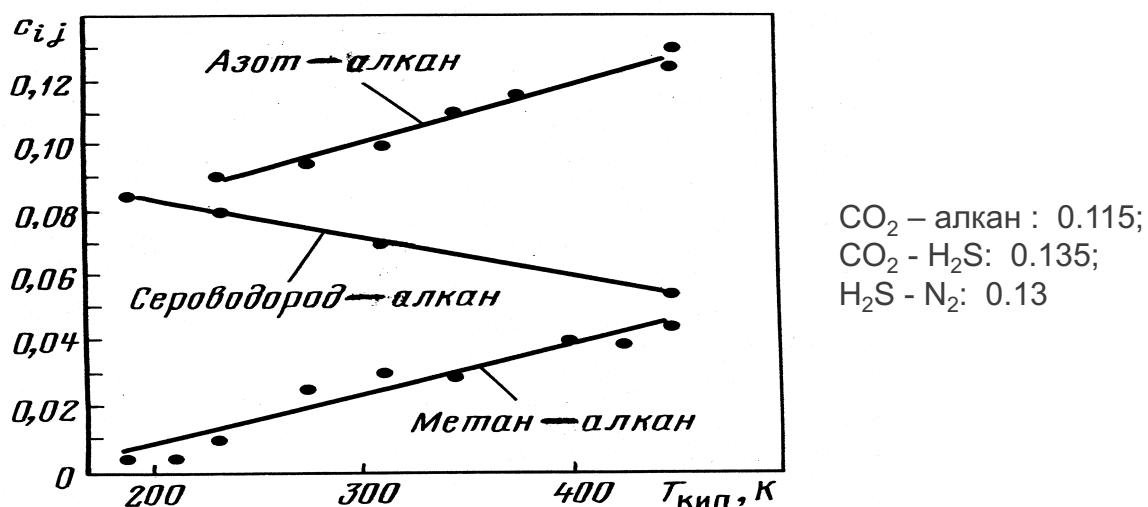
Теперь переходим дальше в нашем обзоре. И вот в 1976 году канадский ученый Дональд Бишней-Робинсон, это выдающийся профессор, именем которого назван Центр по изучению теплофизических свойств веществ в провинции Альберта. Так вот, он со своим аспирантом Пенгом, они все из Юго-Восточной Азии, поэтому Редлих, Квонг, Пенг и так далее. Это помощники, вот они из Юго-Восточной Азии. В 1976 году профессор Робинсон со своим аспирантом тоже предложил модифицировать кубическое уравнение Соаве Ван-дер-Ваальсова типа, вот в том виде, в котором вы видите. Что здесь? Главное, что был модифицирован знаменатель второго члена в правой части уравнения. И это повлекло за собой то, что формулы для расчета коэффициентов b и коэффициентов a_c , они изменились. Потому что форма знаменателя изменилась, и сразу изменились эти коэффициенты. Но подход к получению этих коэффициентов, то есть условия в критической точке, то что я говорил, точный расчет упругости паров и отдельных компонентов, правила смешения для коэффициентов a и b смеси были такие, какие были предложены ранее Соаве. А изменение в знаменателе, оно было продиктовано тем, что уравнение Соаве, оно достаточно не точно, вернее так, недостаточно точно описывает плотность, а следовательно и свойства жидкой фазы. И с увеличением числа атомов углерода эта погрешность сильно возрастает. Вот пытаясь этот недостаток исправить, была проведена модификация в знаменателе второго члена правой части этого уравнения.

И это уравнение Пенга-Робинсона, оно в основном сейчас является рабочим. Рабочим при моделировании фазового равновесия и свойств природных углеводородных систем, когда вы выбираете среди предлагаемых уравнений состояния, какое же вам использовать, вы обычно

выбираете уравнение Пенга-Робинсона. Но не во всех компаниях и не во всех случаях выбирают Пенга-Робинсона. Моделируют и с уравнением Соаве-Редлиха-Квонга. Но Пенга-Робинсона – это более приемлемый вариант.

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



Газпром нефть | 153

Когда я учился в аспирантуре, то я вообще занялся изучением этого уравнения Пенга-Робинсона. Я поступил в аспирантуру в 1977 году, а до этого профессор той кафедры, куда я поступил в аспирантуру, он получил монографию написанную Кацом с учениками. Дональд Кац это выдающийся инженер, я уже говорил об этом, американский классик технологии моделирования свойств, ну вообще технологии описания свойств природных газов. Так вот, была издана монография, в которой даже до публикации статьи в солидном журнале было приведено уравнение Пенга-Робинсона. И мне было предложено написать программу по моделированию парожидкостного равновесия и вообще изучить, что это за уравнение. И это было связано с необходимостью моделирования свойств уже при пластовых давлениях и температурах для месторождений газоконденсатных. То есть все исследования, которые проводились, это была кафедра разработки газоконденсатных месторождений, это естественно прикладные исследования, но основанные на передовых достижениях в области математического моделирования. Тогда это так было. Так же как сейчас вы в Высшей Школе Теоретической Механики и Математической Физики осваиваете и пытаетесь развить методы математического моделирования различных процессов, в том числе и для связанных с разработкой месторождений природных углеводородов, вот тогда и в ведущем вузе нашей страны, Губкинском университете, который сейчас не

является ведущим, на мой взгляд, то есть уже много воды утекло, вот тогда проводились на кафедре разработки газовых месторождений многочисленные исследования, в том числе первое моделирование многомерных процессов, происходящих в пластах при разработке месторождений, первые результаты по трехмерному моделированию, однофазного, были на этой кафедре. И вот мне поручено было, я очень рад, это была удача, изучать уравнение Пенга-Робинсона, совершенствовать, изучать методы расчета парожидкостного равновесия для природных газоконденсатных систем, тогда только газоконденсатных систем, уравнения Ван-дер-Ваальсова вида для нефтяных систем тогда не применялись, все было очень далеко. И поскольку институт занимался научной работой, связанной с освоением месторождений Прикаспия, это Оренбургское месторождение, Астраханское месторождение, и я был вплотную связан с изучением особенностей, свойств пластового газа, газоконденсатной системы Оренбургского месторождения, а там был и сероводород, и азот, и конденсат. И в составе этого месторождения я довольно подробно в первый день вам говорил об особенностях. Я говорил о том, что на этом месторождении был построен первый, а их очень мало, первый гелевый завод. Это я уже заодно. В составе природного газа Оренбургского месторождения обнаружили гелий, и поэтому построили гелевый завод, его извлекали. Сейчас на Ковыктинском месторождении, это я вам с практической точки зрения говорю, потому что гелий – это стратегическое сырье, из природного газа его можно извлекать в том случае, когда концентрация компонента превышает минимальную промышленную концентрацию. Были в результате обработки экспериментальных данных десятков бинарных систем получены коэффициенты парного взаимодействия между диоксидом углерода и алканами, диоксидом углерода и сероводородом, сероводородом и азотом, и также между сероводородом и различными алканами, потому что для углеводородов с различным числом атомов углерода оказались разные величины, и были получены зависимости, которые вы видите на графике. Вот эти величины коэффициентов парного взаимодействия, они были впервые получены для большого числа веществ, фактически для того массива компонентов, который присутствует в пластовых газах и газоконденсатных системах, и эти коэффициенты парного взаимодействия, они включены в базы данных программных комплексов, в частности, Eclipse. Чем отличается развитие научных исследований сейчас от того, что было раньше? Сейчас с помощью интернета мы имеем возможность изучать результаты, полученные по всему миру, и в частности, этому способствует очень библиотека SPE, общество инженеров-нефтяников, всемирное общество, которое сейчас включает более 250 тысяч технических статей, которые были доложены на различных конференциях. Началось это в самом начале 80-х годов, формирование базы данных SPE, и в одной из первых работ под номером 1000 с чем-то или что-то такое, были опубликованы вот эти коэффициенты парного взаимодействия по Брусиловскому. То есть, это один из результатов моей кандидатской диссертации. Один из достаточно хороших результатов. Но главное, что мы смогли приспособить, поняли, как использовать кубические уравнения состояния для моделирования PVT-свойств природных газоконденсатных систем.

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

$$\tilde{V} = V - C$$

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

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

Газпром нефть | 154

Тем не менее, несмотря на усовершенствования, проведенные Робинсоном и Пенгом, плотность жидкой фазы недостаточно точно описывалась. Только для легких углеводородов (C_5 , C_6 , C_7) нормально описывалась плотность жидкой фазы, а для более тяжелых углеводородов плохо. То есть, повторяю, тогда речи о моделировании свойств нефти пластовых с применением уравнений состояния в конце 70-х и первой половине 80-х годов вообще не шла. И на нефтяной кафедре у нас, во всех институтах нашей страны, и за рубежом тоже использовали и для парожидкостного равновесия, для расчета парожидкостного равновесия, разгазирования в нефтяных системах, использовали подходы либо комбинированные, где кубические уравнения состояния применялись только для моделирования свойств газовой фазы, либо просто вообще кубические уравнения состояния не использовались нефтяниками. И вот в 1988-м году американцы Явер и Юнгрин, они предложили использовать для улучшения плотности, для расчета плотности жидкой фазы способ, который был до этого предложен французами, а которые использовали идею другого американца Мартина. В общем, развитие, видите как, идеи предлагаются, потом они развиваются не обязательно тем, кто предложил эту идею. Вот такое коллективное развитие прикладной науки. Вот оно привело к тому, что стали, что делать? Расщеплять расчет парожидкостного равновесия и моделирование свойств плотности фаз. Но это касалось прежде всего из-за необходимости моделирования, улучшения моделирования свойств жидкой фазы. Значит, вначале рассчитывается парожидкостное равновесие, а с применением уравнения Пенга-Робинсона достаточно хорошо, и коэффициентов парного взаимодействия, что важно, достаточно хорошо составы фаз определяются в том диапазоне термобарических условий,

которые соответствуют разработке месторождения. А уже потом, с использованием рассчитанных составов равновесных фаз, можно уточнять плотность. Ну, здесь в данном случае удельный объем, первоначальный удельный объем, как в уравнении состояния. Значит, с применением поправочных коэффициентов структура для каждого компонента, вот она c_i равняется s_i (это вот самый шифт-параметр; шифт – это сдвиг, сдвиговый параметр) умножить на коэффициент b уравнения состояния для i -ого компонента так делается, для смеси для фазы используют правило смешения, которое выше вы видите. Значит, простое суммирование произведений c_i на мольную долю фазы. И полученный коэффициент c , это и есть... Значит, вот на его величину поправляют удельный объем, который рассчитали по исходному уравнению состояния, в данном случае, Пенга-Робинсона. Такой же подход можно использовать, когда вы применяете уравнение Соаве-Редлиха-Квонга, любого кубического уравнения состояния. Но конкретные величины, вот видите, компоненты и значения s_i , это получены при использовании уравнения Пенга-Робинсона, и для каждого уравнения состояния они свои. Вот такую работу провели Явер и Юнгрин. Эти значения шифт-параметра, они тоже, так же как и коэффициенты парного взаимодействия, которые в том числе и я получал, они включены в базы данных для программных комплексов, и когда вы выбираете уравнение состояния и вводите состав смеси в программу, то автоматически компонентам присваиваются свойства, которые им присущи, ну и справочные данные в том числе, и коэффициенты парного взаимодействия, матрица коэффициентов парного взаимодействия и величины шифт-параметров. Это для тех, кто уже знакомился и считал по программе PVTI, ну это в Эклипсе или другим программам, ну вот, это таким образом происходит.

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	$[1 + m(1 - \sqrt{T/T_c})]$	
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

В этих программах используется обобщенный вид кубического уравнения состояния, который был впервые предложен Майклом Михельсеном и Хейдеманом. Майкл Михельсен – это датский ученый, очень видный теоретик в области фазовых равновесий, математического моделирования процессов фазового равновесия, очень-очень грамотный человек, и Хейдеман Роберт – это австриец, вот они взаимодействовали, математик. Значит, они предложили такую форму в 1981 году, обобщенную, которая заложена в программных вычислительных комплексах, и в зависимости от того, что вы там кликните, выберите Пенг-Робинсон или Соаве-Редлих-Квонг, значения коэффициентов δ_1 , δ_2 , Ω_a , Ω_b будут иметь те или иные значения. Так же, как и вы видите, α , m , но это уже все, так сказать, я вам показывал формулу. То есть вы выбираете уравнение состояния просто кликом, и автоматом выбираются величины коэффициентов, которые приводят обобщенную форму к конкретной форме.

После введения безразмерных параметров

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

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

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

Газпром нефть | 156

Теперь, до сих пор мы, как исходно было предложено, использовали форму уравнения состояния относительно p (что p является функцией температуры и удельного объема V). Гораздо более удобно использовать значение Z-фактора или коэффициента сжимаемости, который связан с мольным объемом и давлением уравнением реального газа. И после введения комплексов безразмерных A и B , уравнение Ван-дер-Ваальсового типа можно переписать относительно Z-фактора в том виде, который вы видите. Этот вид и используется в программном вычислительном комплексе в настоящее время. Это, почему говорят, кубическое уравнение состояния? Ну вот вы видите, относительно Z-фактора записано уравнение состояния в кубической форме. Также можно было бы записать относительно удельного объема, но получение корней значительно удобнее для Z-фактора, потому что сам диапазон изменения Z-фактора значительно меньше. И удобнее пользоваться. Любое кубическое уравнение состояния имеет три или один действительных корня. Если у нас один действительный корень для фазы, ну вот мы его и выбираем. А если у нас три действительных корня, то для газовой фазы мы выбираем наибольшее из положительных действительных корней, а если мы моделируем свойства жидкой фазы, то наименьшие из положительных действительных корней. Ну то есть вот таким образом это делается.

Александр Иосифович, а можно вопрос? Да. А там не надо такой корень выбирать, у которого энергия Гиббса наименьшая? Ну подождите, ну я же лекцию читаю, ну это вы знаете. Это следующее, о чем я хочу сказать. Надо, конечно. Значит, это делается, да, совершенно верно. Значит, дальше, ну просто слушатели другие не поймут, о чем речь идет. Если я буду... Зря вы

так, Денис.

Значит, конечно, это самый простой подход. Когда наибольшее из положительных действительных корней соответствует газовой фазе, а жидкой фазе соответствует минимальный из положительных корней, но их всего три или один. Один, тогда вообще вариантов нет. А вот когда три, тогда нужно выбирать. Но всегда это либо наибольший, либо наименьший корень. Теперь, значит, в середине 80-х годов были опубликованы, вот как раз Майклом Михельсеном, критерии стабильности фазы. И вообще было предложено то, что потом реализовано. И сейчас это реализовано. И это было реализовано и в моих программах, значит, вот в 90-х годах, которые я писал. Что, значит, физически, каково состояние фазы вообще? Вот она газовая или жидккая? Это определяется тем, при каком агрегатном состоянии наша многокомпонентная система и вообще, так сказать, будет ли она в двухфазном состоянии или в однофазном состоянии, значит, она стремится к экстремальному значению потенциала. Для изобарно-изотермического потенциала Гиббса, значит, это минимум. Также можно выбирать для свободной энергии Гельмгольца и других потенциалов. О потенциалах написано 75 страниц в моей книге 2002 года. Вообще вот я стремился к тому, чтобы последовательно от первого и второго законов термодинамики показать, как выводятся условия фазового равновесия, какие критерии. Там же показаны, приведены, это обобщение термодинамических достижений. Вот там показано, что состояние системы соответствует минимальному значению изобарно-изотермического потенциала Гиббса, когда у нас независимые переменные давление и температура. Я просто не хочу у нас курс PVT-свойств, а не курс по термодинамике или же по моделированию фазового состояния с применением уравнения состояния. Я сейчас могу очень много и долго на эту тему говорить, не успею. О чем-то другом, о большинству инженеров нужно сориентироваться, узнать о многих свойствах и различных методах. Вот почему я не обо всем буду говорить. В частности, я не буду говорить о методах решения систем трансцендентных уравнений, понимаете? И по анализе стабильности. Но это не тема нашего курса. Я делаю... Дальше иду. Значит, вот такая обобщенная форма кубического уравнения состояния, она заложена в программном вычислительном комплексе. И я очень попрошу в дальнейшем, профессора не перебивайте. Я готов с вами потом говорить на разные темы, но вы начали только изучать эту науку, какие-то отдельные вопросы. И каждый из вопросов требует глубокого изучения. Вам даются основы. Это касается и вопросов исследования скважин, это касается и вопросов математического моделирования и так далее. Эти основы очень важны для дальнейшего понимания. Дальше.

Условия фазового равновесия гетерогенных многокомпонентных систем

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

Газпром нефть | 157

Я повторяю, для того, чтобы окончательно усвоить, что условия фазового равновесия, необходимые условия, вот они написаны. Это прежде всего равенство... Всегда равенство температур. Если нет равенства температур, то равновесия не будет. Это равенство давлений. Это условие, когда мы пренебрегаем наличием капиллярного давления. И равенство летучести компонентов во всех существующих фазах. И это условие, оно необходимое, но не достаточное. А достаточным является, если у нас минимум имеет экстремум, значит, потенциал. Для потенциала Гиббса нужно, чтобы система имела минимум из всех возможных значений. Теперь не всегда, опять же, если у нас есть силовые поля, ну вот, гравитационное поле, то у нас не будет равенства летучести компонентов. Но мы предполагаем, что в тех вопросах, которые мы сейчас рассматриваем, у нас локальное термодинамическое равновесие между фазами достигается. Мы не рассматриваем влияние гравитационного поля в нашей конкретной точке. Ни когда мы рассчитываем сепарацию, ни когда мы рассчитываем фазовое равновесие при течении смеси к скважине в стволе, ни когда мы рассчитываем, когда мы моделируем с применением многокомпонентной фильтрации. У нас в каждой разностной точке пласта, у нас соблюдаются условия равенства летучести. Вот что мы... А, надо сказать, что я могу отметить и следующее, что с точки зрения решения задач, а будет ли в равновесии у нас паровая и жидккая фазы, значит, не факт, что у нас... У нас есть состав смеси, но мы не знаем ее, будет ли она расслаиваться на фазы... Эта смесь при заданном давлении температуре, будет ли она расслаиваться на фазы, скажем... А для этого в современных программных комплексах проводится анализ стабильности, критерии которого были предложены Михельсоном и Хейдеманом. Это в специальном курсе должно

быть, это в книжках, и в частности есть в моей книге, в зарубежных книгах все эти критерии описаны. Мы идем дальше, у нас вводный курс по свойствам пластовых флюидов.

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:

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

Газпром нефть | 158

Почему раньше уравнения состояния вообще не очень-то и применялись? Ну, потому что их стали применять только, когда появились первые компьютеры. До этого использовать уравнение состояния для расчета фазового равновесия не представлялось возможным, потому что для той обобщенной формы уравнения, которая записана в программных комплексах, вот опять же приведена общая термодинамическая для расчета коэффициента летучести, коэффициент летучести написан, это летучесть, деленная на парциальное давление в фазе. Получается достаточно громоздкое выражение, вот оно внизу, логарифм коэффициента летучести. Почему логарифм? Я просто не стал писать, что коэффициент летучести равен экспонента и так далее, чтобы не загромождать, чтобы не загромождать написание. Так вот, без компьютеров совершенно невозможно было вычислять для многокомпонентных систем эти выражения совершенно. А сейчас это абсолютно возможно. И когда мы считаем сепарацию, мы считаем там летучесть, будет сформулирована постановка задачи. Ну, доли секунды и мы получаем ответ. А почему композиционное моделирование существенно дольше по времени, чем моделирование с применением модели Black-Oil? Так вот, это связано как раз с тем, что на каждом шаге, в каждой разностной точке, на каждом шаге временном мы должны оценивать стабильность нашей системы. Будет ли она расслаиваться на фазы. Если будет расслаиваться, да, и тогда тоже вычисляются громоздкие выражения, которые вытекают из расчета потенциалов для многокомпонентных систем. И композиционное моделирование, оно кратно, многократно

более долговременное, чем моделирование с применением модели типа Black-Oil. Это что касается пластовых процессов. А что касается моделирования процессов заводской переработки или же промысловой обработки, там, конечно, это значительно меньше по времени, чем процессы, происходящие в пластах. И там мы с применением и персональных компьютеров получаем очень быстро результаты, необходимые нам результаты, моделируя различные процессы и аппараты.

Постановка задачи расчета 2-фазного равновесия парожидкость смеси заданного состава

Дано: p, T, z_1, \dots, z_N

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

$$\left\{ \begin{array}{l} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, \quad i = \overline{1, N} \\ x_i F_L + y_i F_V - z_i = 0, \quad i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ F_L + F_V = 1 \end{array} \right.$$

Газпром нефть | 159

Теперь о формулировке основных задач. Двухфазное парожидкостное равновесие. Вот нам даны давление и температура, дан суммарный состав смеси. И мы в результате должны определить мольную долю каждой фазы. Это fraction of vapour (F_V), fraction of liquid (F_L). И состав паровой фазы y , жидкой фазы x . Нам нужно $2N + 2$ уравнения. Первые N уравнений – это равенство летучести компонентов в сосуществующих фазах. Следующие N уравнений – это уравнения материального баланса, связывающие состав компонентов смеси в целом с его долей в фазах и долей самих фаз в системе. Это еще N уравнений. И замыкающие соотношения – это сумма мольных долей фаз равняется единице. И сумма мольных долей в одной из фаз. В данном случае паровой фазы равняется единице. И система трансцендентных алгебраических уравнений, которую мы решаем одним из эффективных математических способов. И здесь уже тот способ, который вы видите. Решение должно быть одно. Для любых способов решения... Я в свое время использовал метод Ньютона-Рафсона, самый обычный метод. Потом использовал методы другие для ускорения расчета. Для решения этой задачи используют также так называемые коэффициенты распределения или константы

равновесия. И последовательное их уточнение. Это еще один способ. Там не требуется вычисление частных производных, как в методе Ньютона. Гораздо быстрее. Но в околокритической области он не сходится. То есть нельзя в околокритической области, где составы фаз становятся близкими, использовать метод последовательных приближений. А там нужны уже методы типа метода Ньютона, где производные. Это тонкость. Это относится к вопросам решения задач нелинейных алгебраических уравнений. Естественно, что в программных комплексах, которые пишут профессионалы, во всех областях профессионалы, от PVT-свойств, физики, математики, используются наилучшие методы. Я вам должен сказать, что, если не помню, говорил об этом или нет. Программу Eclipse писали математики и физики, которые работали над атомным проектом. Они прямо группой перешли, когда решили основные проблемы, которые были. И руководитель этой группы в начале 2000-х годов приезжал, еще не было Газпромнефти-НТЦ, это была Сибнефть, когда работала компания Инпетро. Вот они приезжали в Москву. Сейчас это уже исключено совершенно, визит таких гостей. А тогда была оттепель. И вот они посетили разные компании, в том числе НТЦ Сибнефти Инпетро. И руководитель математиков, руководитель группы, он немножечко познакомился с тем, какие задачи стоят, какие используют. И он сказал, я почему об этом вспомнил, когда сказал о том, что для промышленности работают лучшие специалисты. Лучшие специалисты в области прикладных вычислений и программистов, и так далее, в разных областях. Значит, он сказал, за ваши деньги любой каприз. Это к вопросу о том, что если кто-то думает, что он лучше других, занимается математическим моделированием и так далее, нужно просто четко понимать, что лучшие работают на самом острие, а обычные специалисты, они эксплуатируют то, что сделали лучшие, рядовые, и пытаются что-то в отдельных направлениях улучшить. Ну вот, значит, такое замечание. Не случайно. Schlumberger, скажем, ведь программа PVTI, она до сих пор уточняется. Ну, я к примеру, или PVTSIM, это десятки лет уточнения, улучшения программных, улучшения метода, применения новых методов, расширения функциональных возможностей. Это коллективы, работающие на постоянной основе ни месяц, ни полгода и ни год. Это многие годы, постоянные коллективы, тогда добиваются успехов. Тогда добиваются успехов, значимых. И результатами этих исследований пользуются уже во многих компаниях, во многих местах.

Постановка задачи расчета давления начала конденсации смеси заданного состава

Дано: T, z_1, \dots, z_N

Определить: p_{hk}, x_1, \dots, x_N

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

Газпром нефть | 160

Следующая постановка задачи. Значит, предыдущее, это вот когда мы в программе FLASH выбираем, это самое распространенное решение. Теперь постановка задачи расчета давления начала конденсации. У нас возникает пузырек газа первый, вспоминаем фазовую диаграмму в координатах давление-температура. Значит, вспоминаем фазовую диаграмму, бесконечно маленький пузырек газа, и состав жидкой фазы. Пардон, это я про нефть стал. Просто меня немножко сбило вот это вот комментарий Хамедуллина, потому что я собирался об этом сказать. Мы не на семинаре, еще раз, Денис. Это очень плохое, ну как бы, нельзя так. Это не семинар, это лекции, причем с заочным исполнением, большой курс. Итак, значит, у нас возникает пузырек газа, неизвестного, пардон, давление начала конденсации. Капля жидкости ретроградной, неизвестного состава. Состав газа мы знаем, поскольку капля жидкости бесконечно маленькая, бесконечно маленькая. Значит, это ретроградная фаза возникает с этого бесконечно маленькой капельки жидкости. И давление мы не знаем, при котором эта капелька возникнет. Нам задана температура, задан суммарный состав смеси. Наша задача определить состав капельки. И главное, значит, нам нужно определить давление начала конденсации, при котором возникнет эта ретроградная капелька жидкости. Значит, и у нас $N + 1$ неизвестная, и мы должны написать $N + 1$ уравнение. Вы уже видите, вы уже поняли в чем дело. Вот это первое, это уравнение, которое я, значит, описываю, равенство летучестей компонентов в существующих фазах. Значит, между нашим газом, газоконденсатом, и этой вот капелькой жидкости. И мы имеем n уравнений. Написали еще одно уравнение, замыкающее соотношение, что сумма концентраций компонентов в капле жидкости равняется единице. И все этого нам достаточно для идентификации

давления, при котором возникнет эта капелька жидкости, и ее состав. И это давление начала ретроградной конденсации. Причем, для особо интересующихся, я могу сказать, у нас две точки росы (в ретроградной области и при низком давлении). Если мы вспоминаем вот эту фазовую диаграмму. И таким образом, при этой формулировке нет различия в том, какое давление мы получим в ретроградной области или в области низкого давления, в области прямого испарения. То есть если мы получим низкое давление, это нужно проверять, а в какую же сторону, вообще говоря, пошел алгоритм, и не получили ли мы давление не в ретроградной области, а в области прямой точки росы. Раз интересуют подробности.

Постановка задачи расчета давления начала кипения смеси заданного состава

Дано: T, z_1, \dots, z_N

Определить: p_s, y_1, \dots, y_N

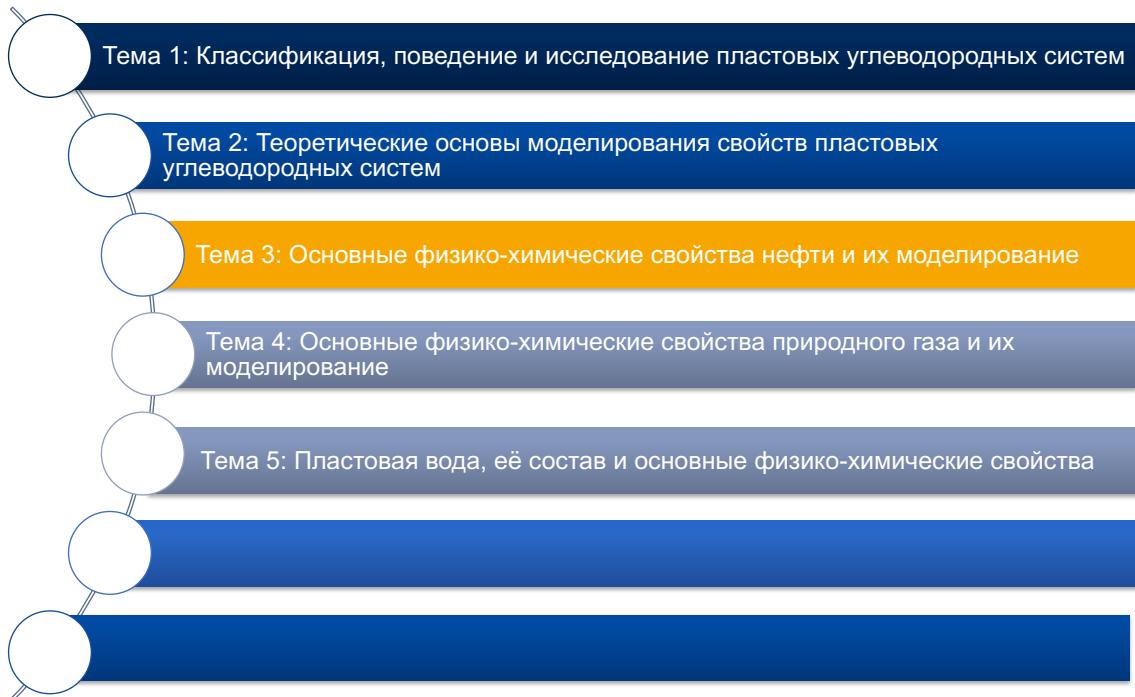
$$\begin{cases} f_{i,L} - f_{i,V} = 0, & i = \overline{1, N}, \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0, \end{cases}$$

Газпром нефть | 161

Так вот, следующая формулировка, очень аналогичная. Это давление начала кипения для пластовой нефти. Нам задан состав пластовой нефти, нам задана температура. Значит, начало кипения нефти соответствует давлению насыщения образования первого пузырька газа. Значит, мы не знаем его состав. Бесконечно маленький пузырек газа. И мы пишем, что должно быть равенство летучестей всех компонентов, входящих в этот пузырёк газа, и нашей нефтяной системы при искомом давлении начала кипения (давление насыщения; saturation pressure; bubble point pressure; по-разному, по-разному пишут). Значит, и сумма концентраций мольных долей компонентов в этом пузырьке газа должна быть равна единице. Вот это похоже. Вот формулировки трёх наиболее часто встречающихся задач. Существует много других задач, которые, в частности, мне пришлось решать. И которых я сейчас совершенно не касаюсь. Но некоторые все основаны на использовании критериев, фундаментальных термодинамических критериев равенства летучестей компонентов при фазовом равновесии (необходимое условие). И

есть задачи самые разные. Это я рассказал об основных задачах и принципе. А методы решения этих систем алгебраических уравнений, я сказал, должны выбираться самые эффективные. Собственно, они и используются в программных комплексах, которые пишут хорошие очень специалисты.

Примеры расчетов в программных комплексах



Газпром нефть | 163

Теперь следующая тема.

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.

Газпром нефть | 164

Следующая тема, это немножко мы подробнее. Мы говорили с вами об экспериментальных исследованиях. И обзор по уравнениям состояния был дан. Постановка задач, расчёты фазового равновесия. И очень коротко, штрих-пунктирно, о моделировании PVT-свойств пластовых нефтей с использованием уравнений состояния. Для тех, кто более подробно хочет узнать, а как при использовании программных вычислительных комплексов строить PVT-модели и проводить вычисления, которые удовлетворяют данным экспериментальных исследований, в этом году утверждён нормативно-методический документ. Но это, понимаете, вы студенты Политеха. Просто вам хочу сказать, в каждой компании специалисты стремятся к созданию каких-то документов, которые облегчают проведение расчётов и понимания процессов для инженеров. Вот и мы тоже создали нормативно-методический документ по формированию PVT-моделей природных углеводородных систем (пластовых нефтей и газоконденсатных систем) и их использованию в нашей программе. У нас в компании используется не только, но в том числе и Eclipse, и комплекс PVTI программы. Для использования этой программы мы прямо написали на 90 страницах подробные инструкции. Это для тех, кто будет работать в нашей компании. Ну и статьи тоже на эту тему публикуются. Публикуется в журналах университетских, разных солидных журналах. Мы тоже с Тарасом Ющенко в этом году опубликовали большую, такую фундаментальную статью по моделированию PVT-свойств. Созданию моделей. Тарас Сергеевич, кандидат физико-математических наук, выпускник Физтеха, который учился в аспирантуре Физтеха и одновременно стал работать в НТЦ. Сейчас он руководитель направления в Сколтехе. Это пример. Я его привожу в пример, потому что очень целеустремленный, способ-

ный человек, который во взаимодействии с опытными специалистами добивается нормальных успехов. И способствует успехам компаний. На передовых позициях. Вот таким образом.

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.

Газпром нефть | 165

Теперь сначала о моделировании с применением уравнения состояния пластовых нефтей. Здесь общие вещи, которые вы уже знаете, я уже об этом говорил. Идем дальше.

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})

Газпром нефть | 166

Два основных направления, которые вы тоже уже понимаете. Это использование применения уравнения состояния. Для использования уравнения состояния нужно знать компонентный состав пластовой смеси. И тогда мы можем использовать моделирование с применением уравнений состояния на основе фундаментальных термодинамических положений. И использование корреляции. Это более простая вещь, которая тоже очень полезна для инженерных расчетов. Когда мы осуществляем не академические исследования, а должны проводить оценки инженерные, что и делается в нефтяных и газовых компаниях. Не нужно забывать для каких целей. Когда мы говорим про нефть и природные газы, это прежде всего прикладные цели. И здесь разные методы используются.

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 Пенга-Робинсона с шифт-параметром*

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

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

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

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

Газпром нефть | 167

Первое, из чего мы. Это основы применения уравнения состояния. Вот вы видите уже знакомое вам уравнение Пенга-Робинсона с шифт параметром. Тут уже объяснять нечего, только что мы прошли этот материал. И в качестве основы мы используем экспериментальные исследования представительных проб, о которых я тоже много рассказывал. И о том, какие проблемы с получением проб, и какие экспериментальные исследования проводят. Только что сделан обзор по уравнениям состояния. И вот как же на практике можно смоделировать, сделать модель пластовой нефти очень коротко. И возможны варианты. Вот то, как я делал с коллегами. Когда мы используем уравнение состояния, помимо состава, вот если мы вводим состав, нам же нужно, чтобы каждый компонент был идентифицирован значением критической температуры, критического давления, ацентрического фактора. Для чистых компонентов это справочные данные. А для фракций C_{7+} , или если больше компонентов C_{n+} , где n больше 7, значит нам нужно уметь вычислять эти параметры (критическая температура, критическое давление, ацентрический фактор). Для вычислительной машины совершенно все равно, какой это, что это за компонент. Фракция это или чистый компонент. Ей важно для расчетов по алгоритму, который заложен, иметь некие константы. Некие константы, которые характеризуют компоненты системы.

Порядок создания адекватной модели пластовой нефти

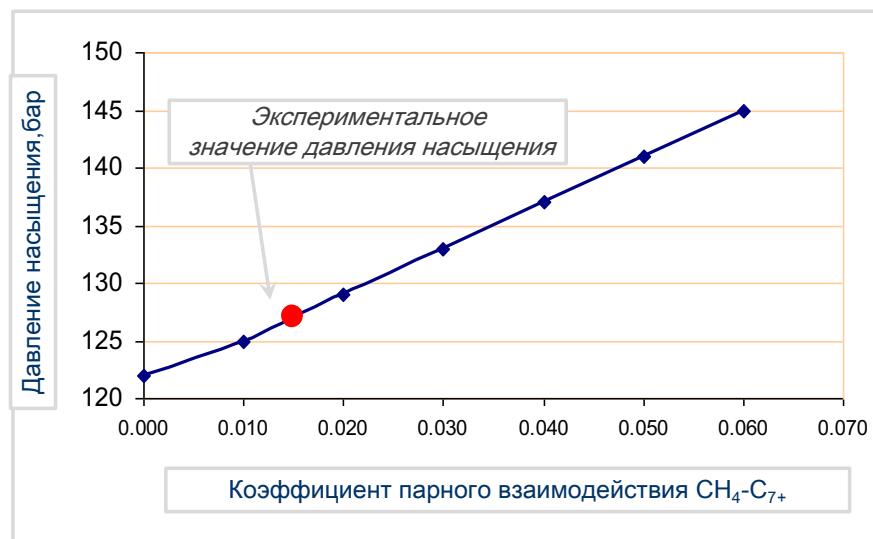
- Использование данных фракционной разгонки для разбиения на фракции группы C_{7+} пластовой нефти (применяется для особо легких нефтей)
- Последовательное воспроизведение ключевых осредненных экспериментальных данных при создании модели пластовой нефти:
 - давления насыщения при пластовой температуре
 - плотности сепарированной нефти
 - объемного коэффициента пластовой нефти при начальных термобарических условиях
 - динамической вязкости пластовой нефти при начальных термобарических условиях

Газпром нефть | 168

Теперь мы используем для природных систем данные фракционной разгонки. Если нам нужно разбить фракцию группы C_{7+} пластовой нефти нужно разбить на фракции. Это для особо легких нефтей. О том, что такое эти нефти, вы уже отлично знаете. И будет пример скоро показан особо легкой нефти с повышенным газосодержанием и обычной нефти, где мы можем вполне обойтись моделированием группы C_{7+} без разбиения ее на фракции. И в программных вычислительных комплексах для идентификации значений переменных фракций группы C_{7+} или только этой фракции целиком используется регрессионный анализ. Мы, столкнувшись с тем, что формальное использование регрессионного анализа нередко дает абсурдные результаты, абсурдные с физической точки зрения по значениям критических параметров и так далее, и о том, что это закрытая система, мы не можем повлиять на результаты, мы решили в свое время создать такой алгоритм последовательного воспроизведения ключевых осреднённых экспериментальных данных. И это было одним из важных результатов в том числе кандидатской диссертации одной из наших сотрудниц. И в результате в компании применяется уже много лет эффективный алгоритм создания PVT-моделей пластовых нефтей, где последовательно (повторяю, не как в черном ящике, а последовательно) определяются давление насыщения при пластовой температуре, плотность сепарированной нефти, объемный коэффициент при начальных термобарических условиях (с помощью, это делается с использованием уравнения состояния) и динамическая вязкость пластовой нефти при начальных термобарических условиях (это теплофизическое свойство; уравнение состояния тут ни при чем; значит, мы используем один из методов для моделирования динамической вязкости и идентифицируем, находим такое значение).

ние параметров в этой вот формуле, которая дает удовлетворительное значение динамической вязкости при пластовых термобарических условиях).

Особенности воспроизведения экспериментальных данных



Зависимость давления насыщения пластовой нефти от коэффициента парного взаимодействия между метаном и группой C_{7+}

Газпром нефть | 169

Ну вот, давайте в той последовательности, о которой было сказано, что влияет на давление насыщения пластовой нефти? Как можно, от чего зависит расчетная величина давления насыщения пластовой нефти? Она зависит в сильной степени от коэффициента парного взаимодействия между метаном и группой C_{7+} . Вот здесь показана возможная зависимость для реальной системы. Почему именно между метаном и группой C_{7+} мы выбрали? Потому что метан всегда присутствует в пластовых нефтях. Если у нас сухой газ растворён, его больше, и большое газосодержание его больше. Если у нас несухой газ, и меньше его газосодержание, всё равно концентрация метана в пластовой нефти, за исключением битуминозных нефтей (это особый случай), она достаточная, она высокая. И мы именно с использованием коэффициента парного взаимодействия метана с C_{7+} эффективно можем подогнать, именно подогнать, более красивое слово, адаптировать туда-сюда. Давление насыщения наше расчётное к экспериментальному значению. Это первое.

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

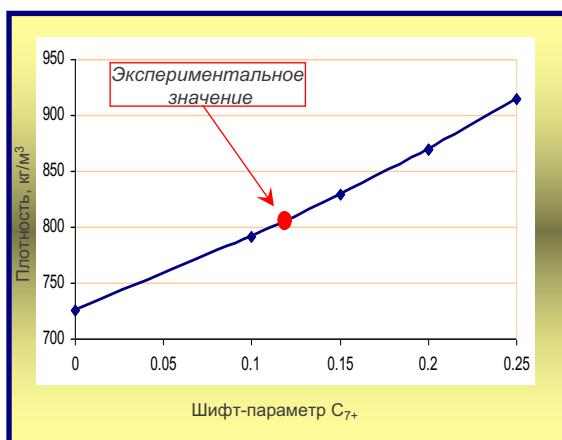
Вариант 1:	Вариант 2:
лабораторные исследования ступенчатой сепарации проведены в соответствии с фактической системой промысловой сепарации	лабораторные исследования ступенчатой сепарации отсутствуют, либо проведены при отсутствии данных о фактической системе промысловой сепарации
Значения плотности 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

Газпром нефть | 170

Затем плотность сепарированной нефти и затем объёмный коэффициент пластовой нефти. При создании модели пластовой нефти возможны два типичных варианта идентификации объёмного коэффициента и плотности сепарированной нефти. Вы видите на слайде, ну я просто для тех, кто хуже видит, говорю. Первый вариант. Лабораторные исследования ступенчатой сепарации проведены в соответствии с фактической системой промысловой сепарации. И в этом случае значения плотности сепарированной нефти и объёмного коэффициента пластовой нефти воспроизводятся в соответствии с экспериментальными данными ступенчатой сепарации. Почему именно ступенчатой? Да потому что именно по результатам ступенчатой сепарации у нас определяются подсчётные параметры. То есть запасы нашего флюида (нашей нефти) определяются параметрами ступенчатой сепарации. Об этом я подробно говорил. Но если у нас лабораторные исследования ступенчатой сепарации отсутствуют, бывают такие варианты, либо проведены при отсутствии данных о фактической системе промысловой сепарации, то тогда можно провести, воспроизвести значения по результатам однократного разгазирования (стандартной сепарации). И это совершенно нормальные, хорошие результаты даёт, потому что и методики, которые мы развили, они очень-очень хорошо описывают свойства пластовых нефтеей.

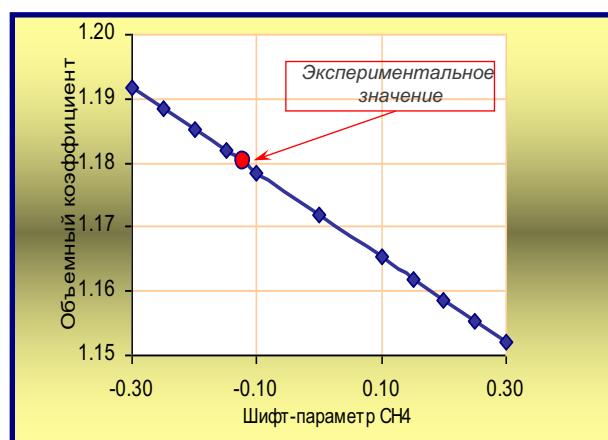
Особенности воспроизведения экспериментальных данных

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.

Газпром нефть | 171

Вот зависимость между... После того, как мы определили параметр и воспроизвели давление насыщения, мы воспроизводим плотность сепарированной нефти от значения шифт-параметра группы C_{7+} и выше. Мы... Дело в том, что именно группа C_{7+} выше, потому что речь идет о сепарированной нефти, дегазированной, там практически нет метана, там основное на 90 с лишним процентов это группа C_{7+} и выше. Поэтому, значит, либо мы... Если у нас C_{7+} выше не разбита на фракции, тогда, вот как в данном случае, величина шифт-параметра группы C_{7+} позволяет нам найти такое значение шифт-параметра, вот когда мы точно воспроизводим плотность сепарированной нефти.

И следующий вариант – это зависимость объемного коэффициента пластовой нефти, следующий рисуночек, от значения шифт-параметра метана. То есть, мы находим такое значение шифт-параметра метана, при котором объемный коэффициент по результатам... Значит, вот объемный коэффициент пластовой нефти, он соответствует экспериментальному значению. И это делается тоже быстро, эффективно. И при этом, смотрите, у нас параметры, они почти... Вот, коэффициент... до этого давление насыщения. Коэффициент парного взаимодействия, он почти не влияет на плотность сепарированной нефти. В то же время, коэффициент парного взаимодействия почти не влияет на величину объемного коэффициента. То есть мы именно выбирали последовательность и такие параметры, которые не ухудшают ранее полученные результаты. Именно такая последовательность. Значит, и вот опять метан, как превалирующий в растворенном газе компонент, концентрация которого всегда значимая. Вот, если мы варьируем его шифт-параметр, мы объемный коэффициент определяем... Мы можем моделировать объемный

коэффициент пластовой нефти достаточно... Не достаточно, а просто точно. Что мы и делаем на практике. Мы именно таким образом поступаем. Есть нюансы, о которых я сейчас не говорю, но эти нюансы, они описаны в нормативном методическом документе. Там очень подробно все описано и так далее. Ну да и в статьях, которые доступны и студентам, и сотрудникам других компаний и так далее. В статьях все подробно описано. Сейчас это обзор мы делаем.

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 $\rho_r = \rho / \rho_c$, $a_1 = 0.1023$, $a_2 = 0.023364$, $a_3 = 0.058533$, $a_4 = -0.040758$, $a_5 = 0.0093324$;

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

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

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

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

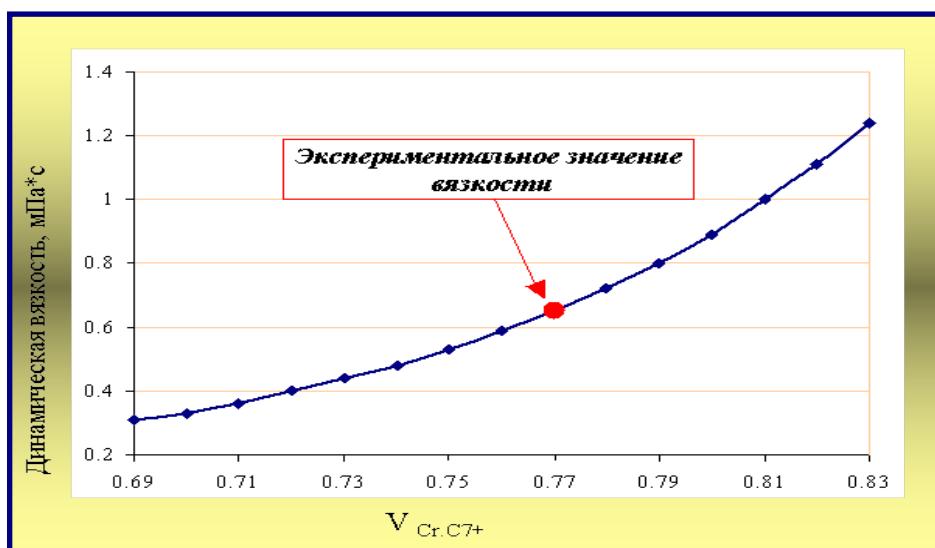
$$\rho_c = (V_C)^{-1} = \left(\sum_{i=1}^N z_i V_{Ci}\right) + z_{c7+} V_{Cr_{c7+}}^{-1}$$

Газпром нефть | 172

Вот, это вот, значит, и так еще раз. Давление насыщения, плотность сепарированной нефти, объемный коэффициент. То есть мы для подсчета запасов, для моделирования сепарации, все с вами определили и можем считать. Но нам нужно также, когда мы выгружаем зависимости для гидродинамического моделирования, там, значит, нам требуются и зависимости динамической вязкости от давления получать. И вопрос в том, опять же, чтобы это были реалистичные значения, мы имеем обычно зависимости экспериментальной и динамической вязкости от пластового давления. И ориентируясь на них, мы должны... Вот, расчетные зависимости, получаемые расчетом зависимости, должны быть близки к экспериментальным. Вот для этого используется такая возможность, которая заложена в программных комплексах. Это моделирование по методу Лоренца-Брэя-Кларка. Вот написано, что это за метод. Он очень давно был предложен. Причем для моделирования динамической вязкости пластовых газов прежде всего. Значит, это вообще 1964 год для интересующихся. И речь шла о газах. В статье было написано «Газов и жидкостей», но прежде всего для газов он используется. Вот, а для жидкостей важен такой параметр, как критический объем группы C_{7+} . Именно C_{7+} в этом методе Лоренца-Брэя-Кларка. Причем этот критический объем, это именно параметр, параметр для уточнения моделирования

динамической вязкости. Он не имеет отношения к критическому объему группы C_{7+} или остатков. Группа C_{7+} – это именно для расчета вязкости. В программных комплексах, там тот, кто будет пользоваться или пользуется, обратите внимание, есть параметр, называется $V_{Crit,visc}$. То есть для вязкости, критический объем для вязкости. Вот вы можете его, изменять его значение и смотреть, как у вас будет меняться значительно весьма вязкость. А если для нефти, там группа C_{7+} .

Динамическая вязкость пластовой нефти



Зависимость динамической вязкости пластовой нефти от значения псевдокритического мольного объема группы C_{7+}

Газпром нефть | 173

Вот, вот такой метод используется. И здесь вот иллюстрация зависимости динамической вязкости пластовой нефти от значения псевдокритического мольного объема группы C_{7+} . Причем вязкость зависит только от этого параметра. Ну, параметры другие в методе, вот в формуле Лоренца-Брэя-Кларка. Опыт показывает, нежелательно менять, потому что коэффициенты, потому что улучшив расчет плотности жидкой фазы, вы ухудшите расчет плотности газовой фазы, меняя значительно величины коэффициентов. Ну, это так, это я заодно вам говорю, очень аккуратно нужно к изменению коэффициентов, если есть такая возможность, можно их тоже менять. Но это может повлиять на ухудшение расчета вязкости другой фазы. Значит, другой, ну, то есть газовой фазы, свойства которой тоже выгружаются и нужны для гидродинамических расчетов. А вот, значит, мольная доля группы C_{7+} , когда вы ее по динамической вязкости пластовой нефти подбираете, она обычно даёт и возможность нормального воспроизведения динамической вязкости и газовой фазы. Газовая фаза, как вы знаете, она порядка двух сотых, трёх сотых, ну, с повышением давления, естественно, её величина увеличивается и может быть весьма значительная, я пример вам приведу дальше. Но нам очень важно при разработке для

моделирования нефтяных месторождений правильно воспроизводить динамическую вязкость нефти. Прежде всего, прежде всего.

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	2	3	4	5	6
ДНС: 0.580 МПа; 25 С 0.165 МПа; 20 С 0.101 МПа; 20 С	1.909	1.913	0.2		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	1.955	7.0

Газпром нефть | 175

Значит, следующее. Вот хороший пример того, прежде всего, ну, во-первых, что наша методика даёт хорошие результаты. Значит, вот пример. И второе, второе, это то, что условия ступенчатой сепарации могут значительно влиять на величины нашей пластовой нефти, если её газосодержание высокое. Вот в данном случае пример для пластовой нефти с повышенным газосодержанием. Состав вы видите, это реальная система. Вы видите сразу, что газосодержание пластовой нефти высокое, потому что метана 57% мольных, то есть очень высокое газосодержание. По однократному разгазированию экспериментальное значение у нас 2.05 объемного коэффициента. И по расчёту, значит, в данном случае мы нашу модель отрабатывали по результатам однократного разгазирования (стандартной сепарации). Точно воспроизвели объём. Здесь данные объемного коэффициента, а и плотность, и другие параметры тоже точно воспроизвели. Значит, здесь мы приводим данные по объемному коэффициенту. Точно, совершенно. Затем мы созданную модель использовали для расчёта ступенчатой сепарации. Прежде всего нас интересовала величина объемного коэффициента, как различные условия ступенчатой сепарации влияют на величину объемного коэффициента, а обратная величина объемного коэффициента, это пересчётный коэффициент, используется в подсчёте запасов. И два варианта промысловой сепарации, значит, это условия на ДНС, дожимную насосную станцию, вот вы видите, это реальные условия. Значит, и второе, которые были воспроизведены в лаборатории, и получена экспериментальная величина объемного коэффициента 1.909. И наша модель, которая создана была по результатам однократного разгазирования, дала объемный коэффициент равный 1.913. То есть до двух знаков просто одинаковый с экспериментом результат, до трёх

знаков есть расхождение 0.2%, и это расхождение меньше, чем погрешность эксперимента. И второй вариант, который воспроизводился, ступенчатая сепарация воспроизводилась в лабораторных условиях, это первая ступень 41 бар, нефть с повышенным газосодержанием, в лаборатории, значит, тогда не было возможности со столь высоким газосодержанием, то есть делать ниже давление на первой ступени ступенчатой сепарации, и сделали давление 4.1 мегапаскалей. Объёмный, значит, экспериментальное значение тоже с высокой точностью было воспроизведено в результате моделирования ступенчатой сепарации. Различие 0.3% тоже в пределах погрешности эксперимента, но я хочу обратить ваше внимание на то, что различные условия ступенчатой сепарации значительно влияют на результаты идентификации объёмного коэффициента пластовой нефти с повышенным газосодержанием. Вот, то есть, тут два зайца. Первый заяц – это то, что созданная модель по результатам стандартной сепарации отлично описывает результаты и ступенчатой сепарации, а второе – это уже то, что иллюстрации того, что условия ступенчатой сепарации могут влиять существенно на идентификацию подсчётных параметров.

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

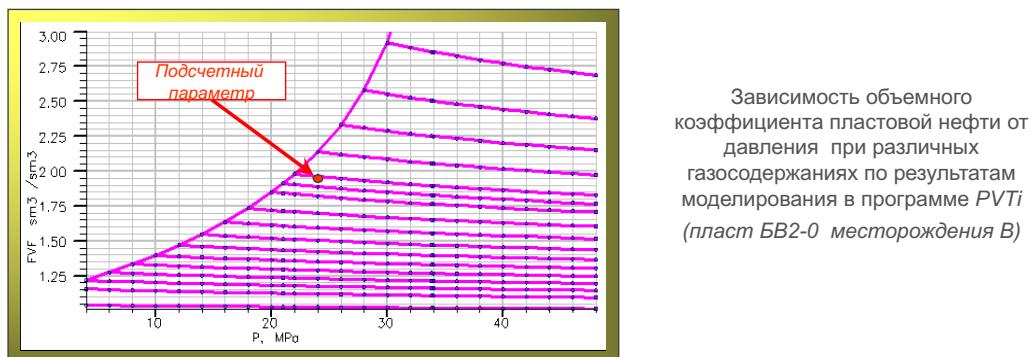
Вот ещё раз, для чего применяются модели пластовых нефтей? Очевидно, что для моделирования многокомпонентной фильтрации, для формирования зависимостей для Black Oil. И третий пункт. Я хочу обратить внимание. Для реалистичного прогнозирования состава и свойств добываемой продукции, в частности состава растворённого газа. Потому что, когда мы создали модель многокомпонентную и рассчитали модель многокомпонентной фильтрации и ступенчатую сепарацию с реальными условиями, мы прогнозируем компонентный состав добываемого растворённого газа, который выделяется на промысле. И не только компонентный

состав, но и объемы самого газа, что очень важно для прогнозирования, что нужно, какие технологические решения для переработки или транспорта этого газа. Это позволяет создание таких моделей, PVT-моделей адекватных для разных целей может использоваться, в том числе для 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

Теперь о формировании зависимостей свойств фаз для проектирования разработки. Три метода. Первый – использование результатов дифференциального разгазирования. Использовался этот метод по данным экспериментальных исследований дифференциального разгазирования. До того, как стали эти программные вычислительные комплексы современные, стали давать возможность и других методов получения искомых зависимостей. Комплексное использование данных дифференциального разгазирования при пластовой температуре и промысловой ступенчатой сепарации исходной пластовой нефти. Этот метод был предложен еще в 1953 году одним из американских специалистов, очень хороших. И описан в статьях. По-моему, в этой презентации я не имел возможности, просто по времени и так далее. Это описано в статьях, в обзоре. И в современных программных комплексах что делается? То, что предложил Кёртис Витсон. Это профессор Тронхейминского университета. И он в своей книге «Phase Behavior» об этом пишет. И это реализовано. Это моделируется дифференциальное разгазирование. И на каждом шаге дифференциального разгазирования пластовой нефти моделируется промысловая ступенчатая сепарация. И вот сейчас для выгрузки в гидродинамических симуляторах используется этот метод.

Все, опять же, основано на моделировании фазового равновесия. Если вы создали адекватную, хорошую PVT-модель пластовой нефти, вы получите хорошие реалистичные зависимости. PVT-зависимости для гидродинамического моделирования. И уже то, как будет адекватно или нет, потом описывается добыча и так далее, это уже зависит не от PVT-модели непосредственно, а от тех исходных данных, которые были использованы для создания этой PVT-модели. То есть были ли пробы представительными, была ли достаточно то, о чем я говорил, достаточно охарактеризована площадь нефтеносности вот этими пробами, с тем, чтобы после их осределения пластовая нефть адекватно описывала свойства пластовой нефти для данной залежи, для данного пласта. Тогда и в случае, когда у вас, скажем, фазовые проницаемости будут нормально отражать физику коллекторов и сами свойства коллекторов, вы получите правильные прогнозные результаты. От многих вещей зависит, в том числе от PVT, как правильно создавать PVT-модели, какие возможны ошибки, вот об этом шла речь, это вы уже знаете.

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/м3	828	915
Газосодержание, м ³ /м ³	537	46
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0.12	12.5

Газпром нефть | 178

Теперь два очень значимых примера, полезных примера. Первое – это пластовая нефть Юрских отложений. Смотрите на ее состав, на результат однократного разгазирования. Значит, это по составу, по метану, это сразу видно, нефть с повышенным газосодержанием, плотность сепарированной нефти соответствует особо легкой нефти, и для нефтей с повышенным газосодержанием, таких как вот эта вот нефть юрской залежи, посмотрите на значение вязкости пластовой нефти - 0.12. У нас температура 102, высокая температура, и высокое давление пластовое – 42 МПа. Несмотря на столь высокое давление, вследствие повышенного газосодержания прежде всего, у нас вязкость пластовой нефти 0,12 мПа*с – это экспериментальное

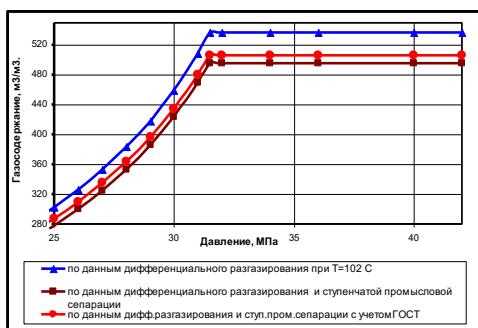
значение.

И справа – пласт, значит, где у нас битуминозная нефть, посмотрите, плотность сепарированной нефти – 915, по составу сразу видно, что газосодержание невысокое, и оно по однократному разгазированию – 46, оно фактически в 12 раз меньше, в общем, на порядок меньше газосодержание, чем у нефти Юрской залежи. И температура ниже значительно, и давление, то есть соответствует, всё соответствует. И посмотрите на вязкость в пластовых условиях этой нефти, она в 100 раз выше.

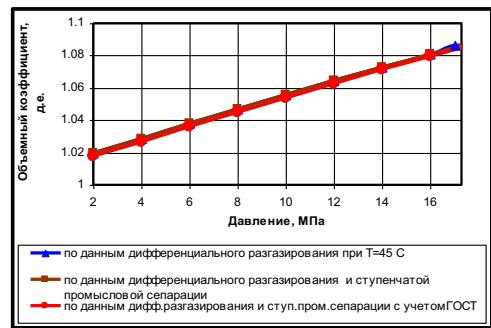
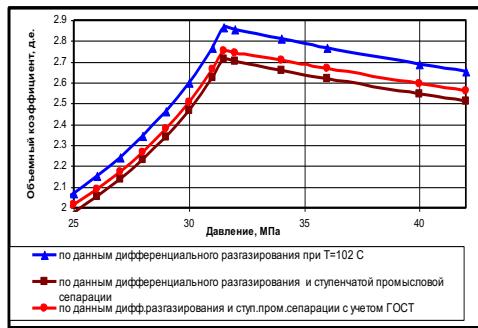
Вот это замечательные примеры взаимосвязи компонентного состава пластовых нефтей, значит, с характеристиками, РВТ-характеристиками, в том числе с динамической вязкостью пластовой нефти. И в 100 раз для этих пластовых нефтей отличается величина вязкости в пластовых условиях.

Зависимости газосодержания и объемного коэффициента от давления

Месторождение А (пласт Ю1-1)



Месторождение В (пласт АВ2-1)



Газпром нефть | 179

Это означает, что... Да, ну вот вы видите иллюстрацию результатов слева для нефти с повышенным газосодержанием, и тут по результатам различных экспериментов видно чётко совершенно, как отличается газосодержание, объёмные коэффициенты, динамика. А для нефти справа с низким газосодержанием результаты, полученные что дифференциальным разгазированием, что дифференциально-ступенчатым, значит, что однократным... Короче, они все сливаются и имеют практически одно и то же значение. Значит, вот по этой причине в 70-х годах проводили практически только однократную сепарацию, поскольку нефти были с низким газосодержанием, и по плотности эти нефти были тяжёлые или средние, и по характеристикам

результаты, что ступенчатой сепарации, что дифференциального разгазирования при пластовой температуре, пластовая температура была низкой, не были глубоко погружены залежи, они сливались, имели очень близкое значение. Отсюда и формулировка о том, как осуществлять подсчёт запасов (с помощью каких параметров) в регламентах Государственной комиссии по запасам, там и говорилось, по результатам дифференциального разгазирования, и не акцентировалось внимание более точно. Вот откуда, откуда это вот всё.

Об обосновании подсчетных параметров нефти и растворенного газа

Газпром нефть | 180

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

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

PVT

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

F площадь залежи, тыс. м²

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

$K_{\text{п}}$ 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. Петерсиле, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко, Москва-Тверь, 2003

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016 г. | 181

И, значит, да, дальше поехали. Вот формула для подсчёта запасов пластовой нефти. И первые четыре сомножителя характеризуют наш пласт нефтенасыщенный, а два последних характеризуют PVT-свойства пластовой нефти. Значит, обозначение принятое в регламентах ГКЗ. Пересчтный коэффициент величина обратная объёмному коэффициенту, и нужно использовать результаты ступенчатой сепарации, плотность нефти в поверхностных условиях $\sigma_{\text{н}}$ (не ρ , там, ну, в общем, тут все обозначения указаны). Эти обозначения соответствуют, они, вот эта формула приведена методическими рекомендациями по подсчёту запасов, геологических запасов нефти. Кто будет с этим связываться, имейте в виду, есть такие методические рекомендации подробные. И с повышением пересчтного коэффициента увеличиваются геологические запасы нефти, и, значит, стрелочки тут указаны.

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. Петерсиле, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко, Москва-Тверь, 2003

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016 г. | 182

И увеличение пересчётного коэффициента соответствует уменьшению объёмного коэффициента (величина обратная).

Роль пластовых флюидов в подсчете запасов нефти и растворенного газа

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

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

$Q_{\Gamma 0}$ 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

© ООО «Газпромнефть НТЦ», 2016 г. | 183

Следующее, значит, это взаимосвязь между объёмным коэффициентом и газосодержанием. Вот вы видите, что объёмный... Это просто из материального баланса, это никакая не эмпирика. Вот эти формулы, значит, чем выше газосодержание, получается, тем выше объёмный коэффициент. А если поменять местами в формуле, которые справа, знаменатель... То есть можем формулу преобразовать, что плотность пластовой нефти равняется, числитель этой формулы делённый на объёмный коэффициент, мы получим... Эта формула применяется, когда... Вот я её применял, чтобы проверять данные технических отчётов по исследованию пластовых нефтей. Данные, которые были по экспериментальным данным. Насколько экспериментальные данные не противоречат друг другу. Значит, вот дениситометром полученные плотность пластовой нефти и объёмный коэффициент в лаборатории и так далее, вот эта формула использовалась. И, значит, вот запасы, геологические запасы растворённого газа определяются просто произведением запасов нефти на газосодержание. С учётом того, что запасы нефти у нас в тоннах, а запасы газа в кубометрах стандартных, вот, в зависимости от того, газосодержание в каких единицах, в данном случае метр куб на метр куб, значит, мы должны поделить на плотности сепарированной нефти. Если у нас газосодержание метр куб на тонну, то уже деления на плотность не требуется. Ну вот, понятно вам.

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.*

Газпром нефть | 185

И о влиянии условий промысловой сепарации на подсчётные параметры нефти и растворённого газа на примере вы уже видели. Как могут параметры термобарические условия ступенчатой сепарации значимо влиять на подсчётные параметры нефти при повышенном газосодержании её. И для нефтей особо лёгких нужно учитывать требования по упругости паров в сырой нефти, не более 500 мм ртутного столба при температуре 37.8, то, о чём я вам уже говорил и в первый день, и далее. Когда напоминал, о чём была речь на первой лекции.

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

И здесь приводится тот текст, который был в регламентах Государственной комиссии по запасам 1984 года. Подсчёт запасов в нефти приводится по результатам дифференциального разгазирования глубинных, понимаете, дифференциального разгазирования. С позицией для нефти с повышенным газосодержанием это совершенно неправильно. И справа тот текст, который отражает правильную формулировку, я написал его, чётко ясно, как должны подсчёты параметры нефти определяться. И то же самое относится к растворённому газу. Это в 1984 году.

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

В последнем варианте 2013 года уже было дифференциального, или ступенчатого разгазирования. Так вот, хорошо, что запятую не забыли. Вот эта всё нечёткость этих формулировок, она привела к тому, что, скажем, в одной очень крупной нефтяной компании подсчёт запасов регламентировали делать по результатам дифференциального разгазирования. Не ступенчатой сепарации, а дифференциального разгазирования. И исходя из формулировок ГКЗ, якобы, и только после разъяснения, которые я давал, обратились ко мне из этой компании специалисты, которые просили объяснить руководству этой компании, как же надо делать. Вот я написал записку, обратились ко мне просто коллеги, с которыми мы поддерживали хорошие отношения творческие. Вот пришлось объяснить руководству, самому высокому руководству крупнейшей нефтяной компании, как же, в чём физический смысл, и на что нужно ориентироваться для подсчёта запасов пластовой нефти. И это я просто говорю о важности правильных формулировок, правильного понимания.

Корреляции для расчета физико-химических свойств нефти

Газпром нефть | 18
¤

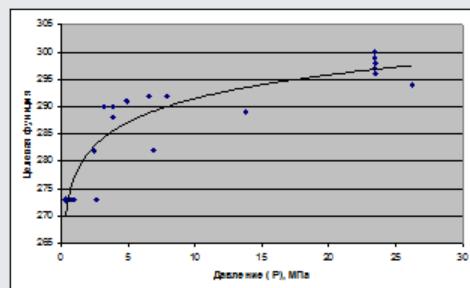
Теперь, переходим к корреляциям. Про уравнение состояния для моделирования нефтей мы уже очень многое знаем. А на практике используют корреляции, не требующие знания компонентного состава, что важно, для проведения различных инженерных расчётов и для оценок.

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

Что такое корреляция, это понятно. Взаимосвязь (функциональная зависимость) исследуемого параметра и так далее. Это всё понятно, вы уже прочитали.

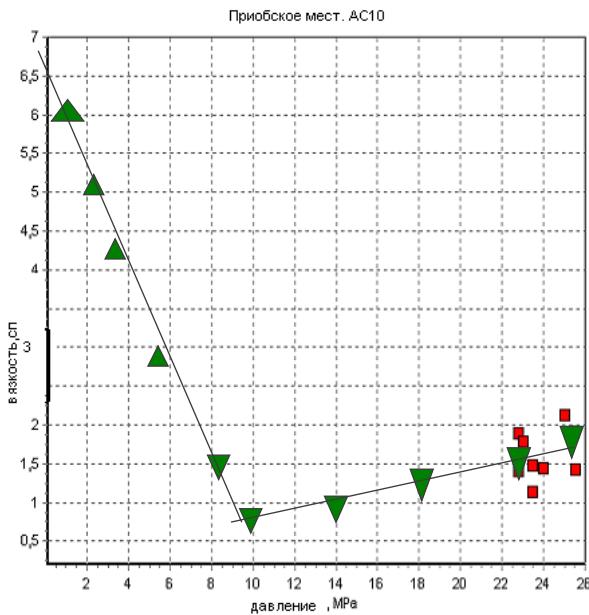
Зачем нужны корреляции?

- 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

Зачем они нужны? Когда мы не имеем компонентного состава, когда нам нужно оценить свойства нефти, газа и пластовой воды при конкретных термобарических условиях без знания компонентного состава. Бывает, что нет лабораторных данных, либо они неточны, противоречивы, но на раннем этапе, например, лабораторные данные просто отсутствуют. Нам нужно оценить и давление насыщения нефти, и вязкость её в пластовых условиях, для оценок первичных. Кроме того, корреляции для оценки вязкости, для вязкости вообще корреляция используется, а для термодинамических свойств не всегда имеются результаты лабораторных исследований, и нет данных по компонентному составу. Вот тогда используют корреляцию.

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

Газпром нефть | 191

Это приведен график по вязкости, вы уже знаете это все, излом при давлении насыщения. Если нет прямых замеров, то 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

Газпром нефть | 192

Ну, все понятно, и вопрос в том, какие же корреляции?

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

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

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

Газпром нефть | 193

Вот еще, вот формула Дюпюи (оценка дебита нефти). Вы видите в знаменателе нужно знать вязкость, динамическую вязкость в пластовых условиях пластовой нефти, объемный коэффициент пластовой нефти. Значит, если нет экспериментальных данных, нет лабораторных данных, то применяют корреляции для оценки динамической вязкости и объемного коэффициента.

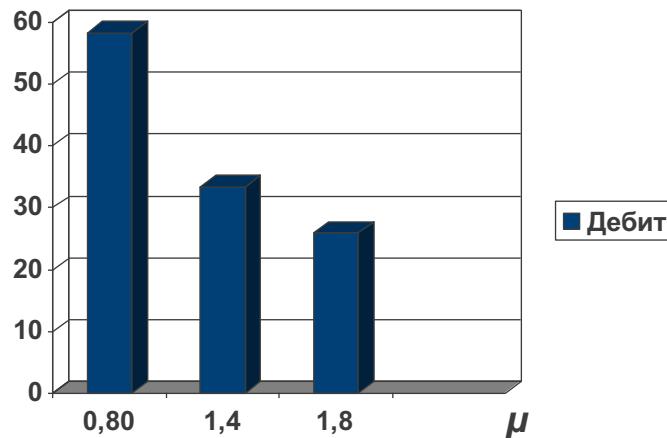
Пример

Значения вязкости

$$\mu = 0.8 \text{ мПа с}$$

$$\mu = 1.4 \text{ мПа с}$$

$$\mu = 1.8 \text{ мПа с}$$



Газпром нефть | 194

И в качестве примера показано, как значение вязкости влияет на дебет. Ну, очень значительно, просто обратно, ну, это в соответствии с формулой Дюпюи. У нас же фильтрация происходит по закону Дарси, в который входит вязкость в знаменателе. Поэтому при, вот из формулы Дюпюи следует, что при одной и той же депрессии, и, значит, у нас от вязкости пластовой нефти зависит обратно пропорционально дебит нефти, который мы получаем.

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:

$$N_f = V_o R_f$$

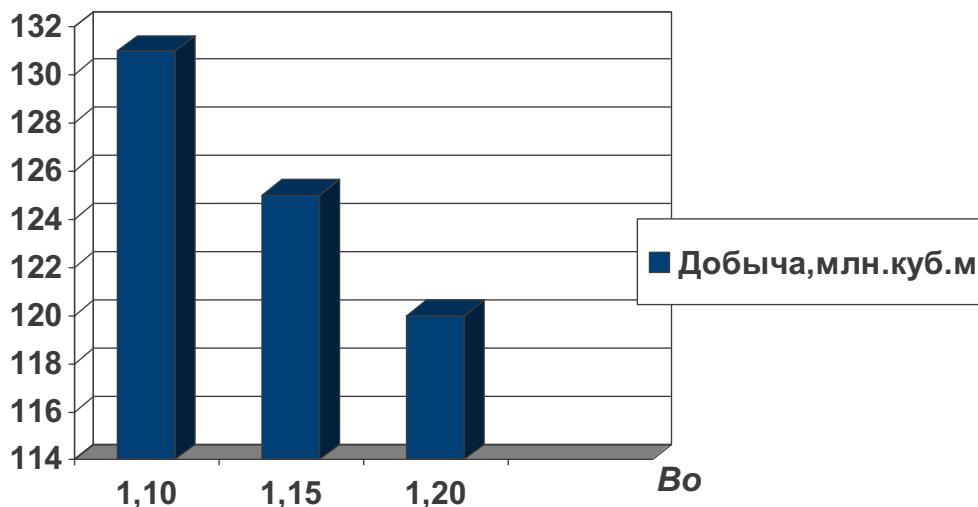
Газпром нефть | 195

И от объемного коэффициента, от величины объемного коэффициента тоже зависит и дебит, который мы оцениваем, и, естественно, что прогнозный объем геологических запасов нефти, вот, ну, это понятно, что. А запасы нефти, они вообще по регламенту, обязательно, наличие экспериментальных данных, лабораторных данных по объемному коэффициенту, по растворенному газу, и только в исключительных случаях позволяют использовать корреляции, когда нет экспериментальных данных. Но это не лучший вариант. Обязательно нужно проводить эксперименты, обязательно. Значит, прогнозный объем добычи нефти тоже, значит, вот показана формула, да, recovery factor - это коэффициент излечения нефти, он зависит от прогнозных объемов геологических запасов нефти, которые, в свою очередь, зависят от величины, от применяемой величины объемного коэффициента при начальных пластовых условиях. И еще раз я повторяю, что при повышенном газосодержании обязательно будет приличное очень расхождение между величиной объемного коэффициента, полученной по результатам ступенчатой сепарации и по результатам однократного разгазирования и дифференциального разгазирования. Это нужно четко совершенно понимать.

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

Ну, еще один пример, уже все понятно.

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

Газпром нефть | 197

Теперь, значит, вот базовые параметры, которые мы используем в корреляциях – это газосодержание нефти при давлении насыщения, обозначение R_{sb} . Это относительная плотность нефти, безразмерная величина, напоминаю, да, которая численно равна граммам на сантиметр куб или тоннам на метр куб, относительная плотность газа по воздуху. Вы все это уже хорошо знаете. В корреляциях используется, значит, вот обозначение, которое вы видите, и в некоторых корреляциях, не во всех, есть величины температуры и давления в сепараторе, первой ступени сепарации. В некоторых корреляциях, вот они, значит, используют суммарное полное газосодержание, а некоторые только то газосодержание, которое следует из замеров на первой ступени сепарации, из того объема газа, который на первой ступени сепарации получен.

Модели оценки физико-химических свойств пластовых смесей

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

Газпром нефть | 198

Вот, теперь в модели Black Oil, они все требуют каких исходных данных? Вот в первой строчке, когда вот исходные данные для модели Black Oil мы используем, это относительная плотность нефти, относительная плотность газа неизменные, и газосодержание, объемный коэффициент, динамическая вязкость изменяются под давлением. При этом температура тоже фиксирована. В моей практике мы фиксируем температуру, ну, пластовую температуру, при пластовой температуре, да, это вот эксперименты проводятся, значит, изменяется только давление. Но, возможно, в случае, когда, значит, вот изменяется температура для каких-то участков пласта, ну, это просто разные зависимости. Вот, и особенность модели Black Oil, еще раз, что у нас постоянным считается неизменным относительная плотность нефти и относительная плотность растворенного газа. Это совершенно не соответствует тому, что происходит в газоконденсатных месторождениях. Поэтому, значит, вот, использование модели Black Oil даже с учетом возможности растворимости нефтяного компонента в газовой фазе, для моделирования, значит, газоконденсатных месторождений нежелательно. Нежелательно, то есть этой опции нежелательно. Газоконденсатные месторождения нужно моделировать, значит, с применением композиционного моделирования. Либо, второй вариант, это то, что мы тоже предложили, и теперь в нашей компании это, значит, уже рабочий инструмент. Мы моделируем с применением модели Black Oil, это для газоконденсатной системы. Но параллельно для, значит, вот, уже прогнозирования компонентного состава и свойств добываемого газа, мы используем результаты дифференциальной конденсации СВД, процесс, полученный при лабораторных исследованиях. И, значит, при лабораторных исследованиях, либо, значит, на основе моделирова-

ния соответствующих процессов, математического моделирования с применением адекватных моделей пластовой газоконденсатной системы. Это я вам заодно говорю, и дальше я про газоконденсатную систему вам тоже расскажу кое-что. И второе, композиционная модель, модель многокомпонентной фильтрации.

Модели сырой нефти

Параметры	Модели сырой нефти			
	Калифорни йская	Северного моря	Ближнего Востока	Для всех залежей
Тяжёлая нефть $\gamma_0 > 0,87$	Standing	-	-	
Средняя нефть $0,85 < \gamma_0 <$ 0,87	-	-	Al-Marhoun Al-Khafaji	McCain
Легкая нефть $\gamma_0 < 0,85$	-	Glaso	-	

Газпром нефть | 199

Теперь модели сырой нефти, значит, они в разных странах разными авторами предлага-ли, предлагали корреляционные модели. И вот здесь приведены условия для нефтей с какой плотностью, вот, были получены различные корреляционные модели.

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

Газпром нефть | 200

И вот приводятся дальше корреляции наиболее популярные в инженерной практике для оценки давления насыщения. Приводится, вот вы видите корреляцию Standing, полученную Майклом Стэндингом, фамилия которого уже неоднократно звучала в моих лекциях. Это если в газовой технологии это Кац, Дональд Кац, значит, лидер и научный руководитель был, то лидером в PVT-исследованиях пластовых нефтей в Америке долгие годы был Майкл Стэндинг. Проводил экспериментальные исследования и создавал корреляции. Вот его корреляция по давлению насыщения, очень известная, рекомендуемая и в наших учебниках, и по разработке нефтяных месторождений. Значит, сюда входит начальное газосодержание, то есть газосодержание при давлении насыщения R_{sb} , сюда входит относительная плотность растворенного газа и нужно еще знать пластовые температуры и относительную плотность нефти γ_o .

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

Газпром нефть | 201

Дальше. Относительно недавно, ну, 20 лет назад уже прошло, время просто не течет, оно бежит со страшной силой. Значит, вот McCain, Билл Маккейн, это очень известный специалист американский, которому сейчас 89 лет и который, ну, очень известен по всему миру своими рекомендациями по оценке свойств нефтей. Прежде всего, нефтей пластовых. И, значит, он трудился в различных организациях. Любопытный факт, это написано, что он генерал, бригадный генерал был. Он бригадный генерал, то есть до 40, там до 45 лет вообще служил в войсках, которые обслуживали горючие смазочные материалы, как я понимаю, и занимался физико-химическими свойствами и так далее. А потом уже стал профессором известных университетов и самым известным на Западе специалистом по PVT-свойствам для оценки их, ну, его очень известные монографии. Он даже приезжал в начале 2000-х в Москву и был в Ноябрьске. И, значит, вот он проводил занятия и умел пользоваться корреляциями. И мне удалось познакомиться с ним. Значит, сейчас ему 89 лет, надеюсь, что он в добром здравии. В 80 лет он еще издал монографию с другими специалистами, ну, то есть исключительный человек. Компетенция хорошая и такое трудолюбие.

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

Газпром нефть | 202

Значит, вот он тоже опубликовал давление насыщения пластовой нефти. И это уже модель другого типа. Вот Стендинг и Маккейн самые известные спецы. Но Стендинг, повторяю, все-таки основа его работы это экспериментальные исследования. У Маккейна это обработка экспериментальных исследований, получение корреляций и объяснение, как ими пользоваться. Вот еще, ну, вот все тут написано. И вот обратите внимание, значит, что здесь гамма газа это для газа первой ступени сепарации. А γ_{gc} это для газа с учетом и стоктанкоил (STO). То есть, когда вы, плотность всего растворенного газа, относительную плотность и относительную плотность всего растворенного газа должны использовать. А гамма газа это когда у нас это относительная плотность для газа первой ступени. Вот чтобы нормально использовать корреляции и приведено тут нужно знать еще условия первой ступени сепарации это давление P_s . Это на первой ступени сепарации, но там условные обозначения были до этого даны.

Давление насыщения по корреляции Glaso

$$P_b = 0,00689 \cdot 10^4$$

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

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

$a = 0,816$; $b = 0,172$; $c = 0,989$ 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

Газпром нефть | 203

Gaso это специалист, который, значит, вот работает в Скандинавии, работал, вот и публикации, им достаточно много лет, но они апробированы эти корреляции. Значит, на примере исследований нефти Северного моря. И тоже есть вот. То есть, у Стендинга, несмотря на то, что он работал только с Калифорнийскими нефтями, которые достаточно тяжелые, полученные им корреляции неплохо каким-то образом, но вполне неплохо описывают свойства и средних нефти, и не только тяжелых нефти. А Gaso работал с нефтями средней плотности. Я об этом почему говорю? Потому что, чтобы понимать все-таки корреляции при каких условиях, на каком экспериментальном материале могли быть получены. Вот видите, здесь в данном случае написано, что для нефти с плотностью, здесь есть уточнение, чтобы одни параметры для нефти с плотностью меньше, чем средней нефти. Средней нефти помните? От 0.85 до 0.87. Значит, если меньше чем 0.85, то это для легких получается. А для нефти средних и тяжелых другие параметры.

Давление насыщения по корреляции Glaso

$$\alpha_{y_{CO_2}} = 1 - 693.8 y_{CO_2} (1.8T - 460)^{-1.553}$$

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

Газпром нефть | 204

Рекомендации даются, это для инженеров, какие, когда, что использовать. И если у нас в данном случае, тут говорится о необходимости корректировки, когда есть сероводород и диоксид углерода и азот. Знаем, когда концентрация их в растворенном газе, мы можем делать поправки, это влияет на давление насыщения, на оценки.

Давление насыщения по корреляции Al-Marhoun

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

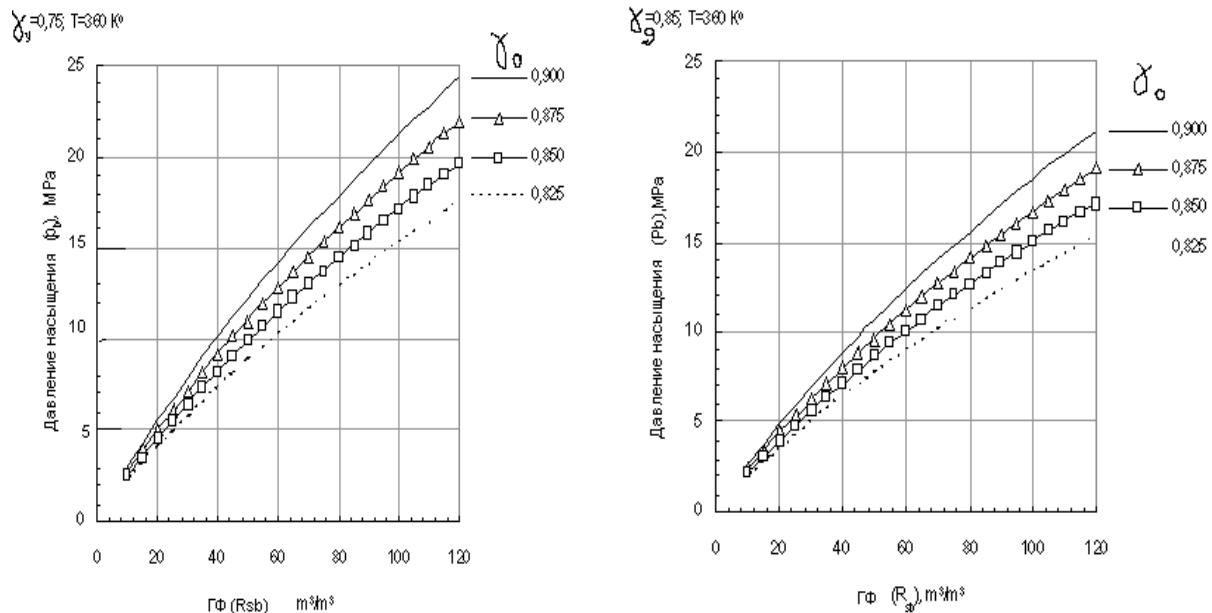
$$b = 0,715082; c = -1,87784;$$

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

Газпром нефть | **205**

Теперь, Al-Marhoun, это Египетский специалист, то есть это нефть Ближнего Востока. И, значит, соответственно, такая корреляция.

Давление насыщения



Газпром нефть | 206

Это самое известное. Вообще этих корреляций огромное количество. И поэтому, для каких нефтей брать, в принципе, имеет значение. Но тут нужно понимать, что это все для оценок, когда у вас нет экспериментальных данных. Значит, теперь, вот это иллюстрация того, как, смотрите, вот у нас фиксировано, как плотность растворенного газа влияет на давление насыщения. Вот, у нас есть газ, гамма газа 0.75, это у нас, значит, в основном из метана, этана состоящий газ. Если только из метана, то это будет 0.6 относительная плотность. Значит, тут есть этан и пропан, но не слишком много. Значит, и мы видим, что давление насыщения для одного и того же газосодержания растёт с увеличением плотности сепарированной нефти. Ну, вот это очевидно, очевидный факт. А вот, значит, это хорошо здесь видно. Значит, и справа уже зависимости приведены для случая, когда у нас растворённый газ более тяжёлый, был 0.75 относительная плотность, а стала 0.85. И плотность для тех же плотностей нефти. Мы видим просто визуально, что давление насыщения с увеличением жирности газа, увеличением его плотности уменьшается. И я вам говорил уже, когда характеризовал составы, что если у нас битуминозная нефть. Битуминозная нефть, это как раз первый, который здесь указан, 0.9 и выше. И обычно в этих нефтях растворён сухой газ. И поэтому давление насыщения обычно очень быстро возрастает с увеличением газосодержания. Потому что представим себе бинарную систему, состоящую из очень тяжёлого компонента, там скажем, C_{20} и метана. Небольшое добавление метана будет приводить к очень значимому увеличению давления насыщения пластовой нефти. Это вот иллюстрация.

Упражнение 9 (использовать «Расчет РВТ– свойств»)

Газосодержание нефти по Standing

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

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

Примечание: инверсия выражения для Pb;
зависимость $R_s(p)$ практически линейная

Газпром нефть | 208

Затем, вот по давлению насыщения мы закончили. Теперь, как оценить газосодержание? Вот формула, Стендингом полученная. Вы можете сравнить с формулой для давления насыщения. Для оценки давления насыщения требовалось знание газосодержания. А мы перевернули эту формулу. Стендинг перевернул. И получаем формулу для оценки газосодержания при известном давлении насыщения. То есть, вот текущее газосодержание при давлении P . А давление P соответствует давлению насыщения при этом газосодержании. Это вот. Значит, вот оценить можно по этой формуле. Опять же, ну вот тут я внизу сделал примечание. Инверсия выражения для давления насыщения. И зависимость газосодержания от давления практически линейная. Тут все написано. Значит, все обозначения вам уже понятны. Для оценки, так же как для оценки давления насыщения нужно знать какие характеристики? Относительную плотность газа, относительную плотность нефти, рабочую температуру, рабочее давление.

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)

Газпром нефть | 209

И значительно более трудоемкие для вычислений. Ну понятно, для компьютеров уже. Значит, это вот Velarde и McCain, 1999 года. Для оценки текущего газосодержания при давлении меньше, чем давление насыщения. Нам нужно знать газосодержание при давлении насыщения, текущее пластовое давление и вот эти коэффициенты a_1 , a_2 , a_3 , которые зависят от относительной плотности растворенного газа и от давления насыщения нефти. Ну то есть тут науки никакой нет. Тут просто обработка большого числа, очень большого числа экспериментальных исследований. И полезные для инженеров соотношения. Соотношения, которые легко запрограммировать в Excel. И вот я должен сказать, в том файле Excel, по свойствам, которые Александр Иванович Адегов, он увлекался этой темой. Занимался ей много лет, в Роснефти. И потом когда к нам пришел тоже. Вот там большая часть этих эмпирических зависимостей приведена. И вам даны задачи. На втором десятке. Там всего 15. Где требуется сравнить значения каких-то параметров пластовой нефти по различным корреляциям. Значит вы с помощью той программы можете это сделать. А можете и сами запрограммировать вот эти формулы, которые приведены в презентации. И главное, что нужно, какие исходные данные еще раз? Относительная плотность газа, относительная плотность нефти. Понятно, рабочая температура, рабочее давление. Но если давление насыщения нужно определить, то давление нам не нужно. γ_o , γ_g и температура, естественно, что и R_{sb} . Ну то есть газосодержание при давлении насыщения. Все очень просто.

Газосодержание нефти по Glaso

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

$$B = 10^a$$

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

Газпром нефть | 210

Это опять же перевернутая зависимость для давления насыщения была. А теперь вот она стала зависимостью для газосодержания. Glaso – это по исследованиям для месторождения Северного моря.

Газосодержание нефти по Al-Marhoun

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

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

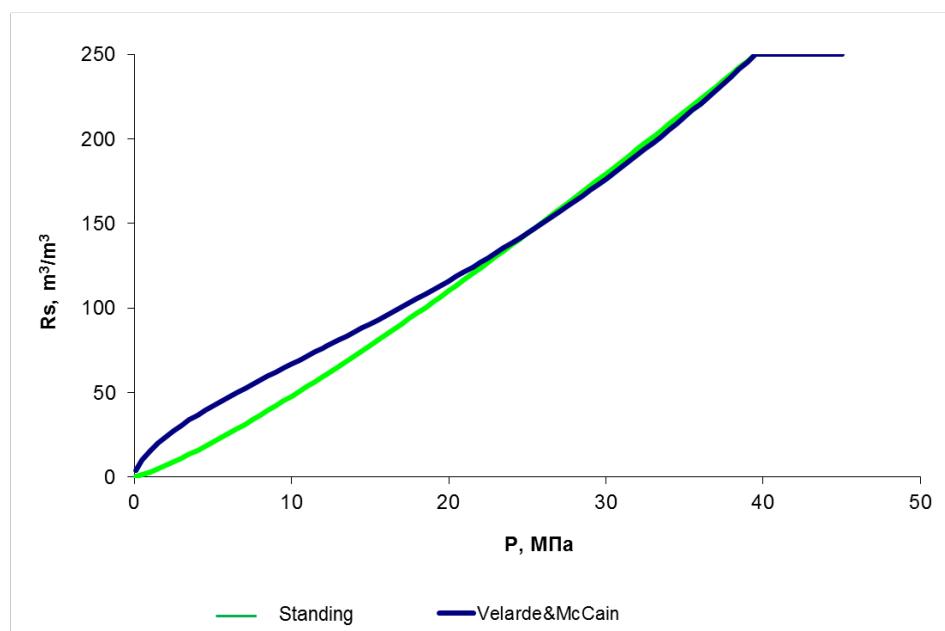
$$d = 3,1437; \quad e = 1,32657$$

Примечание: инверсия от P_b

Газпром нефть | 211

По месторождениям Ближнего Востока те же авторы. Только теперь уже не давление насыщения, а газосодержание.

Газосодержание

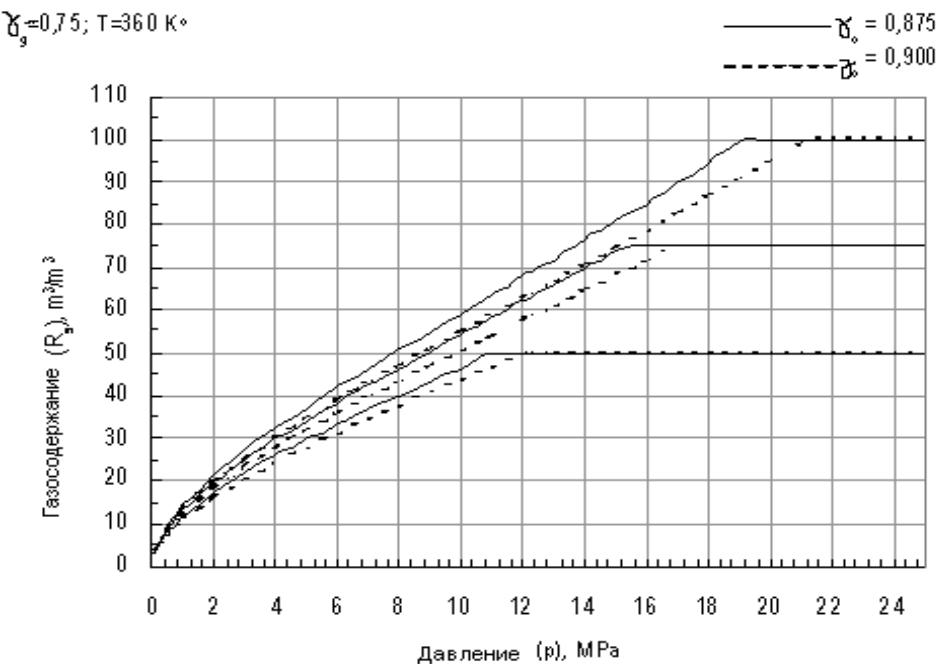


Примечание: при низких P результаты расходятся значительно

Газпром нефть | 212

И здесь вот такой комментарий, что если по корреляциям Стендинга мы имеем линейную зависимость газосодержания от давления при снижении давления, то, например, по Velarde McCain у нас учитывается, что газ не сухой, а плотность его выше, чем у сухого газа. И представленные рекомендуемые корреляции, они позволяют учесть отклонение вот этой вот прямой при низких давлениях для газосодержания. Это имеет значение при решении задач, технологических задач, когда нам нужно оценить газосодержание, на какой глубине нужно, например, установить сепараторы на нефтяных месторождениях, скважины для отвода, для того, чтобы не сгорели глубинные насосы. Такие вот технологические задачи.

Газосодержание



Газпром нефть | 213

Теперь опять же из той же серии зависимостей газосодержания от плотности растворенного газа.

Упражнение 10

Газпром нефть | **21**
▲

Сжимаемость нефти. Корреляция Vasquez and Beggs

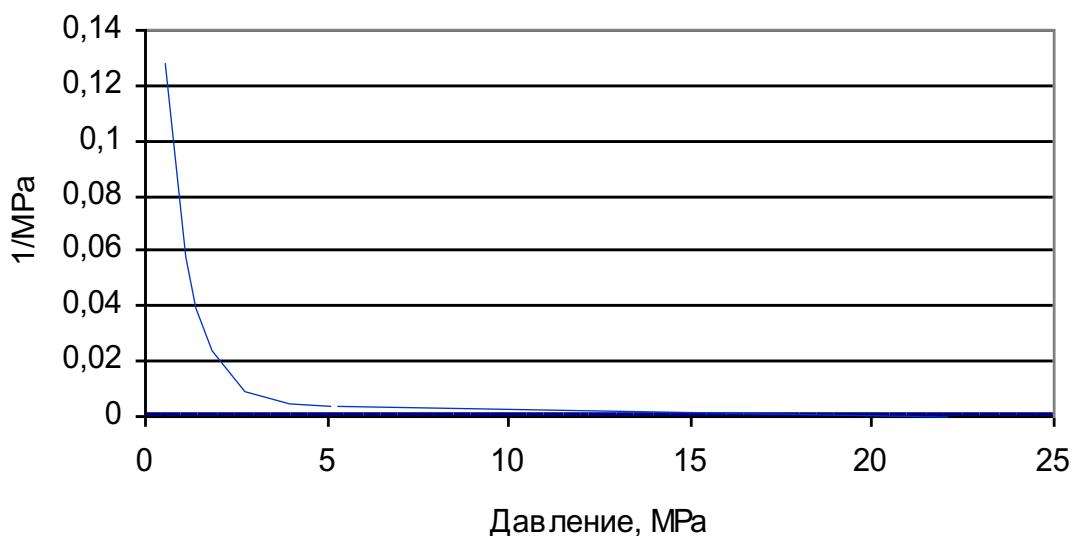
$$C_o = \frac{27,76R_{Sb} + 31 \cdot T - 1180\gamma_g + \frac{1784,3}{\gamma_o} - 11003}{10^5 \cdot P}$$

Примечание: используется при $P > P_b$

Газпром нефть | 215

Теперь такое свойство, как сжимаемость нефти. Здесь обозначение C_0 ; у нас принято в наших регламентах вообще β обозначать сжимаемость нефти. И когда я рассказывал о сжимаемости нефти там было $\beta = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP}$. Ну, вот это вот параметры и есть. Здесь приведена корреляция, и видно, что сжимаемость нефти зависит от газосодержания, плотности растворенного газа и плотности растворенной нефти, и давления. Используется при давлении выше, чем давление насыщения.

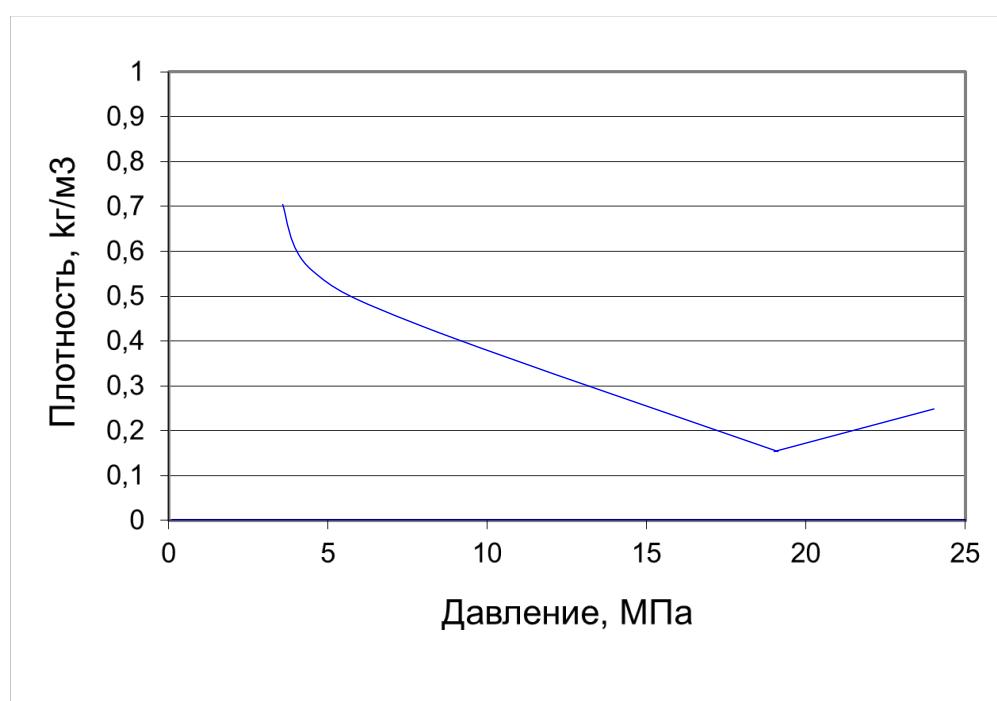
Сжимаемость



Газпром нефть | 216

Вот график зависимости от давления коэффициента сжимаемости. Изотермический, это не сжимаемость. Точно что? Точно это изотермический коэффициент сжимаемости. Вот так называется.

Плотность



Газпром нефть | 217

Ну вот еще раз, как ведет себя плотность пластовой нефти. Значит, излом при давлении насыщения. Уже объяснялись эти зависимости.

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}

Газпром нефть | 218

Теперь плотность нефти по Стендингу. Вот перед вами вот эту формулу вы видите, вот примечание написал. Это не корреляция, а выводится из материального баланса. И почему 1.21? Просто плотность воздуха умножается на относительную плотность газа растворенного. И вместо 1.205 точной плотности воздуха написано 1.21. Вот откуда этот коэффициент. Это не эмпирика. Здесь примечания все есть. И можно эту формулу даже самим вывести. Совсем это делается несложно. И в частности в моей книге 2002 года есть вывод вот этой формулы. То есть это не корреляция. Значит при давлении выше, чем давление насыщения, плотность нефти, когда мы знаем плотность при давлении насыщения, вот она таким образом определяется, зная сжимаемость и при нашем давлении P , вот эта формула применяется.

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.

Газпром нефть | 219

Ну, дальше плотность нефти по корреляции McCain. Я ее не использовал. Тут много шагов и итераций еще. В общем, я как-то очень скептически на всё это смотрю. Потому что нужно совсем простые методы корреляции применять в инженерных расчетах. Если они усложненные, то это уже очень проблематично. Смотреть сколько шагов, всё это не вызывает доверия большого.

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

Газпром нефть | 222

Теперь объемный коэффициент. При давлении меньше, чем давление насыщения. Вот есть формула Стендинга. Опять же, мы должны знать газосодержание текущее, при этом давление P , плотность растворенного газа и дегазированной нефти, и рабочую температуру. Рабочую температуру, а при давлении выше, чем давление насыщения, опять же, используем объемную упругость для оценки объемного коэффициента.

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

Газпром нефть | 223

Объемный коэффициент, конечно, это не по McCain, но я уж оставил так, как предлагал мой коллега писать в свое время. Это просто материальный баланс. И приведен он в книге McCain. Это не значит, что это по McCain. Это то, что я говорил из материального баланса.

Объемный коэффициент по Glaso

$$B_o = 1 + 10^A$$

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

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

Газпром нефть | 224

Вот формула Glaso.

Объемный коэффициент по Al-Marhoun

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

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

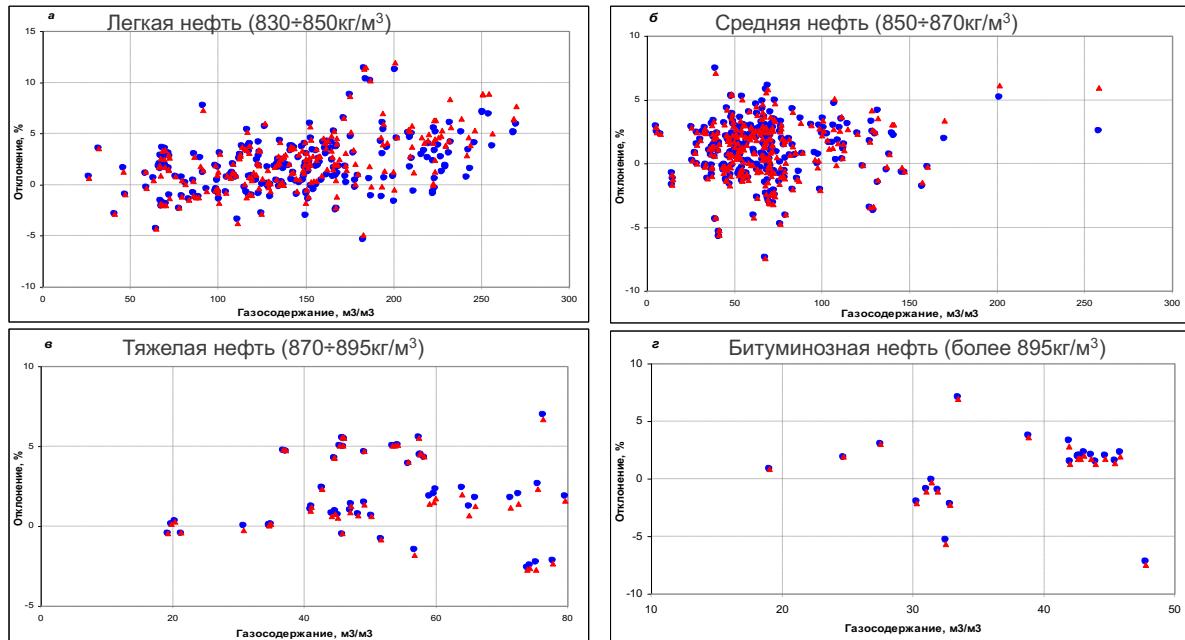
$$a = 0,74239; b = 0,323294; c = 1,20204$$

Газпром нефть | 225

Вы видите, что это не запоминать не надо ничего. Это просто нужно использовать. Использовать в Excel простые формулы для инженерных расчетов.

Применимость корреляций Стендинга для месторождений Западной Сибири

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



Газпром нефть | 226

Я тоже корреляции использовал. Для какого случая? Значит, вот это полезно. Мы решили оценить в свое время, это было лет 15 назад, применимость корреляций Стендинга для месторождений Западной Сибири, которые эксплуатируют и разрабатывают наши компании. Десятки месторождений многопластовых и так далее. Мы разбили наши нефти по плотности, по типам. Первый вы видите легкая нефть, 830-850, средняя нефть, тяжелых и битуминозных. Вы видите, что тяжелых нефтей у нас в наших месторождениях гораздо меньше, чем средних и легких. Легких достаточно много; а битуминозных еще меньше, чем тяжёлых. Ну и слава Богу. Потому что высоковязкие нефти сложно. Битуминозные нефти, я уже говорил, например, в Татнефти специальная организация Битумнефти, там огромные запасы в Татарии битумов и битуминозной нефти, там термические методы воздействия и прочее, это не характерно для месторождений [не распознано] той компании, где я работаю. Так вот, разбили мы и решили применить корреляции Стендинга. Это вот объем, сейчас. Объем, по-моему. А, ну да, вспоминаю. И вот отклонение. Имели экспериментальные данные и решили проверить, насколько точно, какое отклонение, если оценивать по корреляциям Стендинга, и получили вот такие диаграммы. Ну, просто это фактические данные нанесены.

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 м³/м³.
- 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.

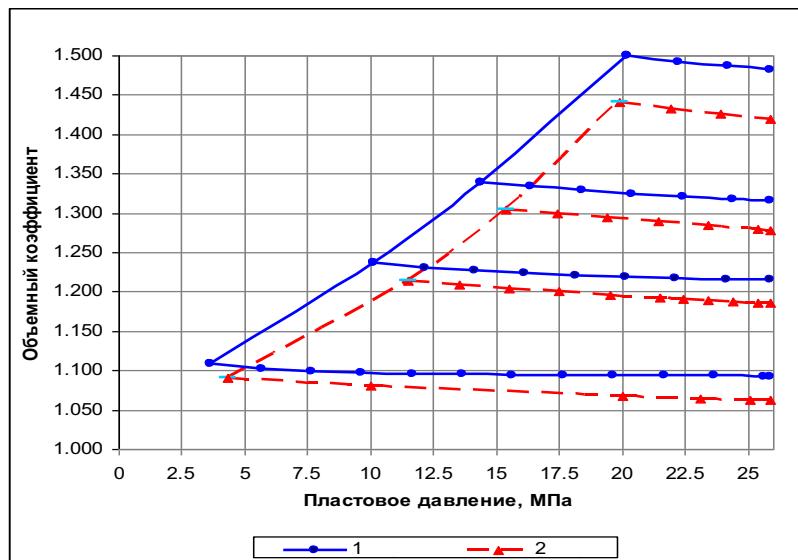
Газпром нефть | 227

И какие же мы выводы сделали? Что оказывается, подтвердили, что применение метода Стендинга позволяет с точностью до 5%. Это очень приличная точность при отсутствии лабораторных данных. Оценивать объемный коэффициент битуминозных, тяжелых и средних нефтеи во всем исследованном диапазоне газосодержания пластовой нефти, а легких нефтеи до газосодержания 170 метр куб на метр куб.

И где используют корреляции? Вот тут написано, являются альтернативой применению метода аналогий. И вот сейчас будет пример. Использовали раньше, иногда и сейчас используют. Метод аналогий совершенно неуместно бывает. Бывает совершенно неуместно. То есть, для оценки пересчётного коэффициента при отсутствии результатов исследований представительных глубинных проб.

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

Вот пример использования корреляций. Кстати, можно с их помощью получать и зависимости для гидродинамического моделирования. Показано сравнение полученных с применением корреляций Стендинга зависимостей для гидродинамического моделирования, для Black Oil, объемного коэффициента, и точное с помощью адекватной термодинамической модели. Тут достаточно низкое газосодержание, поэтому и объемный коэффициент невысокий, поэтому результаты не так уж и далеки. Но с повышением газосодержания, конечно же, точность корреляций падает существенно.

Уточнение объемного коэффициента с использованием корреляций

Пласт	Рекомендуемые параметры				6-ГР			
	Пересчетный коэффициент (оценка методом Стендинга)	Объемный коэффициент (оценка методом Стендинга)	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

Так вот, вот форма 6-ГР (ГР - Геологоразведка). И справа данные, которые были в форме статистической отчетности. Это каждая компания представляет в конце каждого года. Для одного из месторождений такие данные были для Юрских пластов. При различном газосодержании, вот Ю₀ и Ю₀¹, посмотрите, существенно различном, был один и тот же объемный коэффициент представлен. Такого быть не может, мы с вами знаем, потому что объемный коэффициент очень существенно зависит от газосодержания. И когда мы использовали эти данные, да еще и удивило то, что плотность сепарированной нефти сильно отличалась для близких очень пластов Ю₀ и Ю₀¹. Вот когда уточнили результаты фактически, там поверхностных проб, уточнили плотность, но главное, что когда использовали фактическое газосодержание, вот 180, 100 и 110, мы его не подвергали сомнению и уточнили объемный коэффициент по корреляции Стендинга. Мы получили совершенно физически нормальные значения, уточнили значение объемного коэффициента. Потому что просто нелепо, не могут быть одинаковые значения объемного коэффициента при различном газосодержании.

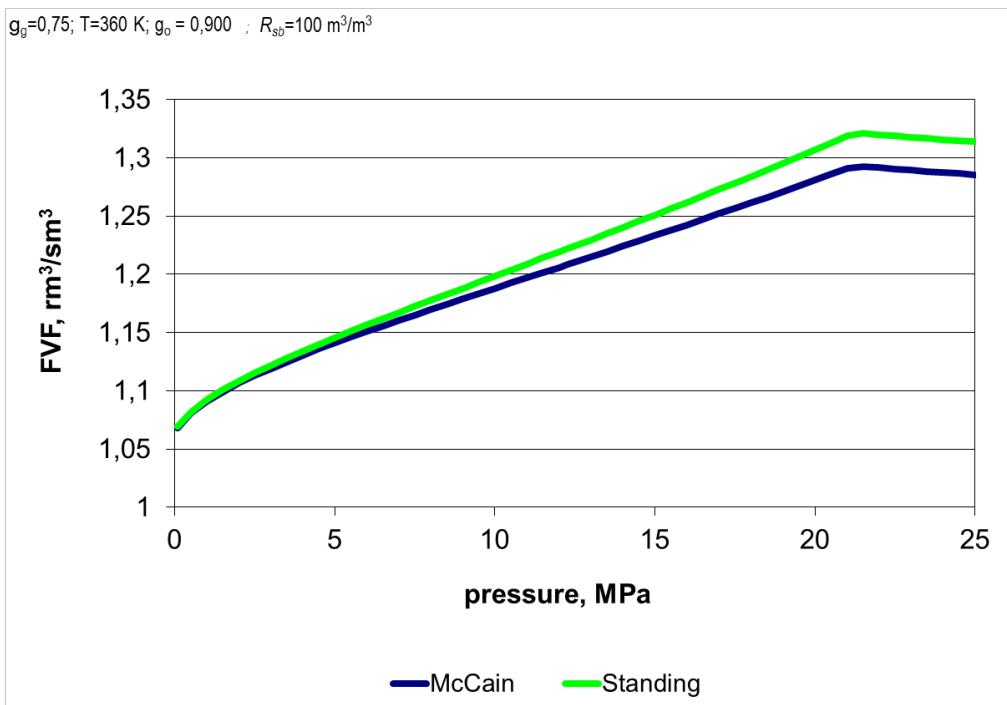
Сравнение объёмного коэффициента при контактном и дифференциальном разгазировании

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

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

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

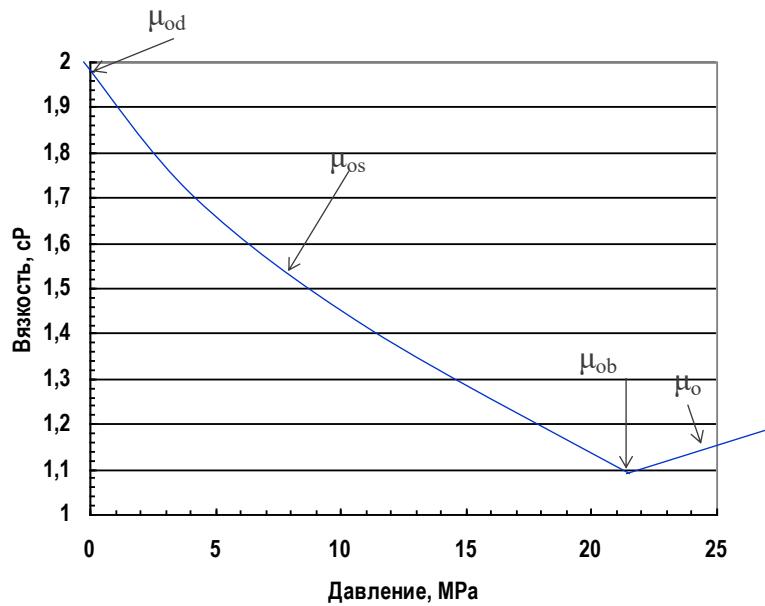
Объемный коэффициент нефти



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

Газпром нефть | 234

Значит, ну и теперь, понятно вам, зависимость вязкости от давления. И здесь приведено, от чего зависит вязкость дегазированной нефти. Ну, тут приведено от плотности, во-первых, дегазированной нефти, от температуры. Ну, возможно, в некоторых случаях используют так называемый характеристический фактор Ватсона K_W , который отражает групповой углеродный состав нефти.

Вязкость нефти

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

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

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

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

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

Газпром нефть | 235

Ну, вот и для этого фактора Ватсона, характеристический состав, видно корреляция.

Вязкость нефти по Standing

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

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

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

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

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

Газпром нефть | **236**

И можно оценить по Стендингу вязкость, вот логарифм отношения вязкости дегазированной нефти к плотности сепарированной, к плотности нефти, который в формулу включает характеристический фактор. Вот.

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

Газпром нефть | 237

Ну, это всё эмпирика, запоминать ничего не надо. Ничего не надо запоминать. Вот просто по Стендингу есть вязкость нефти, по Beal-Standing.

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**

Есть вязкость нефти по Glaso. Это все те же авторы, которые для других свойств корреляции предлагают.

Вязкость нефти по Al-Khafaji

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

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

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

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

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

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

Газпром нефть | 239

И Al-Khafaji – это Ближний Восток. И здесь суть такая, что вязкость дегазированной нефти, она же очень сильно отличается от вязкости нефти газированной. Ну, вот оценивают вязкость нефти дегазированной по корреляции, а затем её используют, уточняют, какая же будет вязкость для газированной нефти.

Сейчас я просто в хорошем темпе показываю, что же есть. Что же есть по корреляциям. И дальше, мы рассмотрим для газоконденсатных систем. Минут 10-15 займёт. И потом быстро корреляции для газа и для воды, и всё. И я надеюсь, что 30-40 минут нам хватит, чтобы завершить наш курс. Итак, это вам просто полезно, полезно знать, какие корреляции, значит, заложены. Вот можно, во-первых, запрограммировать в Excel, самим где-то использовать. И чтобы не просто по программе лазить, по названию даже, вот, Al-Khafaji, Glaso, и тут соответствующие свойства. И в программе посмотреть, какие же, сравнить, значит, какие значения, свойства разные авторы дают и так далее. Ну, вот. И выбрать для себя приемлемые корреляции для своих каких-то расчётов. Если вам это будет нужно.

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 (%)	τ_0	τ_g	$R_{\text{SD}} (\text{м}^3/\text{м}^3)$	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

Газпром нефть | 242

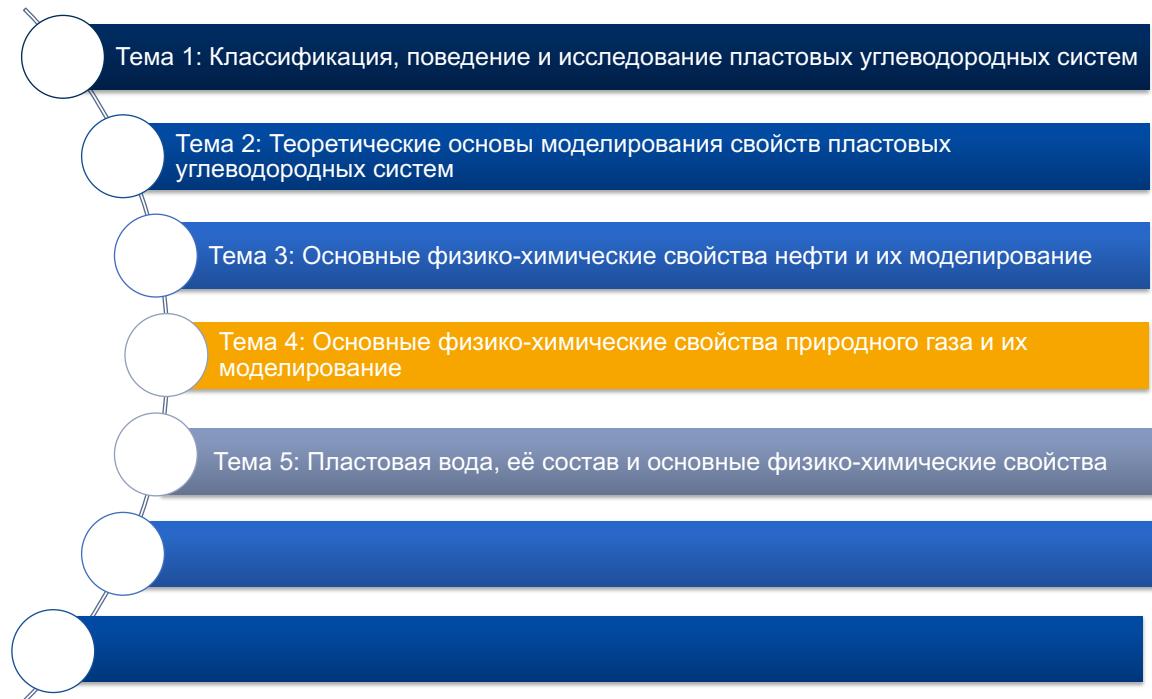
Но сотни корреляций, на самом деле, предложены. Не десятки даже, а сотни. Ну, для отдельных свойств, значит, очень много. И тут показано просто, что разные авторы использовали разные источники. Значит, сколько проб, из каких регионов, какой диапазон данных и так далее. По газосодержанию, по температурам, по давлениям. Вот. И вопрос в том, ну, что же использовать.

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

И вот даются такие рекомендации, разные подходы к выбору. Ну, понятно. Либо, если вот программа, кстати говоря, вот какие корреляции. Но, насколько я понимаю, в разных прикладных программах есть, используют корреляции, есть настройки по умолчанию. Значит, кто-то использует, естественно, по умолчанию, не зная, что за корреляции. Ну, надеясь на авторов программ. Значит, вот. Есть, возможно, другие правила. Если это не стандартные программы, нет возможности выбора, то можно оценивать на основе плотности нефти, на основе региона. По аналогии того, как на соседнем месторождении. Ну, понятно. В общем, ну, тут показано, еще раз. Стендинг делал свои корреляции на основе нефтей Калифорнийских, а там были в основном тяжелые нефти. Но, повторяю, его корреляции, тем не менее, они очень неплохо и для нефтей других типов. Но не с повышенным газосодержанием работают. Для Северного моря – Glaso, там легкая нефть. Для Ближнего Востока – средняя нефть. И, значит, Bill McCain, он для... рекомендует универсальные корреляции. Кстати, вот я хочу сказать. Вышла книжка McCain со специалистами из Schlumberger и еще одним специалистом из фирмы [не распознано] по корреляциям. State of the art – состояние вопроса и там рекомендуется... есть рекомендации по использованию корреляций. И большинство корреляций – это те, которые в этой презентации есть. Либо, значит, если они предлагают улучшенные корреляции, то буквально там на несколько процентов или десятые доли процентов лучше, чем известные корреляции. Ну, есть рекомендации, в частности, те, которые даны в этой презентации, они вполне годятся.



Газпром нефть | 244

Дальше по поводу газоконденсатных систем.

Для газоконденсатных систем мы корреляции не используем, за исключением Z-фактора.

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

Газпром нефть | 248

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

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

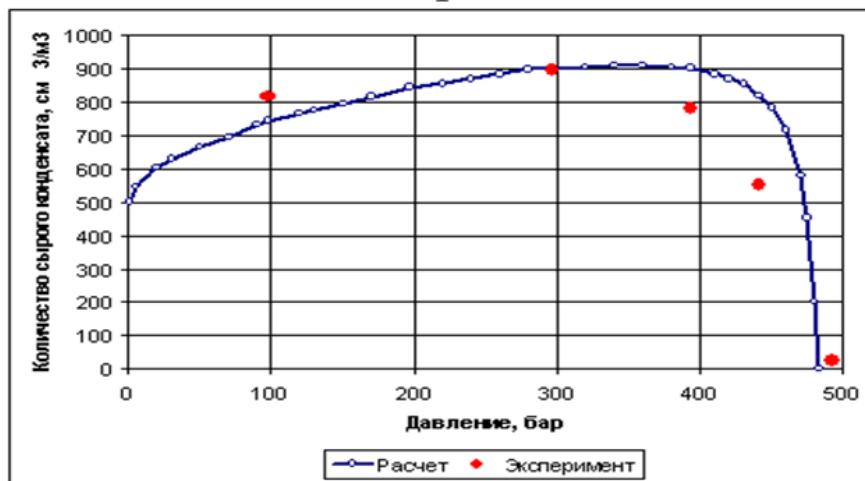
**Результаты дифференциальной конденсации
(CVD)**

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

Газпром нефть | 263

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

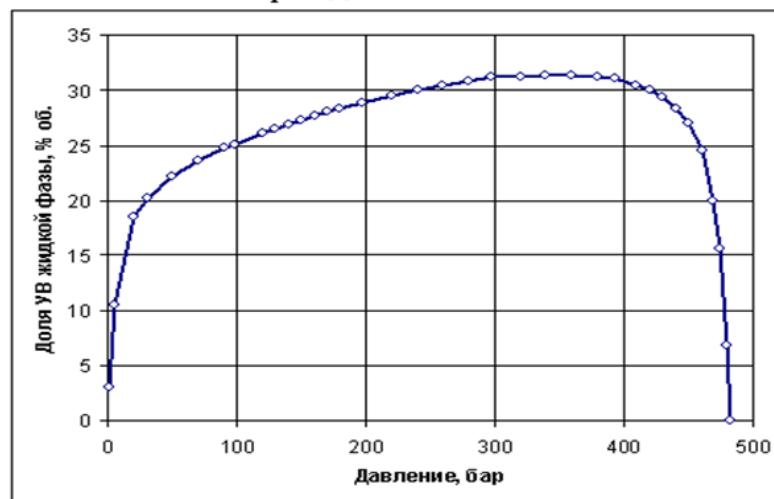
Кривая дифференциальной конденсации
пластового газа месторождения К.



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

И я вам хочу сказать на примере глубокопогруженной залежи, на примере результатов исследований моделирования, отдельные особенности, которые присущи для газоконденсатных систем с повышенным... Уникальноконденсатных газоконденсатных систем, то есть тех, где высокая концентрация пентанов плюс вышекипящих в пластовом газе. Вот какие особенности для глубокопогруженных залежей, характеризующихся повышенными давлениями и повышенным содержанием C_{5+} и выше. Да плюс еще содержащих и сероводород и CO_2 . Смотрите, значит у нас давление для... Это реальная залежь, это, по-моему, это Караганак, да? Да, Караганак. Значит, это начальное давление 57.3 мегапаскаля, там аномально высокое пластовое давление. Глубина почти 5 километров и давление начала конденсации, как я говорил, оно близко к гидростатическому всегда, и 48.3 мегапаскаля. То есть это необычно высокие пластовые давления, но они всегда будут присутствовать в глубокопогруженных залежах. И Z-фактор, мы привыкли к тому, что Z-фактор меньше единицы. Вот там будет диаграмма. Мы дальше будем рассматривать корреляции для Z-фактора очень-очень-очень коротко, и там будет диаграмма, значит, Каца-Стендинга. И по этой диаграмме обычно определяют Z-фактор, значит, инженеры, ну или по корреляциям, полученным по этим диаграммам. И там Z-фактор, значит, он обычно меньше единицы. Но для повышенных давлений Z-фактор существенно превышает единицу. И вы видите, что при начальном давлении 57 мегапаскалей Z-фактор 1.4 для этой смеси существенно. Почему нам важно? Еще раз вспомним, давайте, формулу, применяемую для подсчета запасов газа, вот то, что мы рассматривали. И нам нужно реальные-реальные оценки Z-фактора. Так вот, значит, в случае уникальных составов, в случае повышенных давлений, нам нужно ис-

пользовать, ну, конечно же, экспериментальные данные. А кроме того, корреляции могут уже не дать таких вот достаточно точных результатов, а вот экспериментальные данные. И плюс к этому еще результаты PVT-моделирования с применением уравнений состояния, но обязательно использование шифт-параметра. А вообще говоря, я, значит, создал, ну, сделал, значит, кубическое уравнение состояния для повышенных давлений, которое очень хорошо в сравнении с экспериментальными данными при повышенных давлениях, вплоть до 1000 атмосфер, описывает Z-фактор. Ну, это я вот, это все в книжке 2002 года описано. И я хочу обратить просто ваше внимание на величину Z-фактора, что она существенно выше единицы. Это не ошибка, это так и есть.

Теперь, динамическая вязкость. Мы с вами говорили, что границей между динамической вязкости пластовой нефти и природными газами является величина 0.1. И здесь при повышенных давлениях вы видите, уже свыше, ну, в общем, 0.07 динамическая вязкость, и даже выше. А обычно величины динамической вязкости при давлениях 100, 200 атмосфер – это 0.01, 0.02 мПа^{*}с. То есть динамическая вязкость существенно растет. И поскольку динамическая вязкость влияет на характеристики фильтрации нашей смеси, поэтому нам при моделировании фильтрации при таких давлениях нужно обязательно учитывать, использовать хорошие данные, хорошие формулы для адекватного описания динамической вязкости. Еще один момент. У нас это уникально конденсатная система, поэтому при исследовании в данном случае контактной конденсации, посмотрите, сколь высокая объемная доля ретроградной жидкой фазы у нас для данной системы. Она максимальная насыщенность достигает почти 30%. Эта контактная конденсация; будет дифференциальная тоже показана. Ну, а дальше я расскажу. Про алгоритмы и результаты CVD, конечно, я сейчас не буду рассказывать, но мы можем оценивать не только газоотдачу и конденсатоотдачу, но и компонентоотдачу.

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

Дальше. Какие еще особенности? Особенность такая, что в результате ретроградной конденсации у нас очень сильно меняется компонентный состав пластового газа. И это видно по относительной плотности газа по воздуху. И наряду с тем, что у нас давление уменьшается, вот видите начальное здесь давление равно давлению начала конденсации. Это то давление, с которым начинается моделирование CVD. Немедленно после снижения давления ниже давления начала конденсации у нас самые тяжелые фракции группы C_{5+} , они интенсивно выпадают. Поэтому плотность по воздуху газа резко уменьшается. Газовая фаза. И мы добываем уже пластовый газ, который сильно при незначительном снижении давления пластового, незначительном отборе, у нас характеристики добываемого газа, содержание в нём конденсата резко изменяются.

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>МПа</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

Газпром нефть | 277

И вот посмотрите, а это результаты уже процесса CVD. Дифференциальная конденсация написана, но на самом деле CVD моделировался, constant volume depletion. Так вот, объемная доля ретроградной жидкой фазы, она тут превышает, кривая чуть-чуть выше, чем по контактной. Так вот превышает 30%. Это означает, что у нас будет в пласте фильтрация и ретроградной жидкой фазы, мы предполагаем. И поэтому оценку коэффициента извлечения конденсата по результатам процесса CVD делать некорректно для таких залежей. Это будет заниженная оценка, поскольку у нас ретроградная углеводородная жидкая фаза при ее насыщенности максимальной, как вот здесь, почти треть порового пространства, она будет фильтроваться.

**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 °C

Содержание группы УВ C₅₊ (стабильного конденсата) в пластовом газе

Давление МПа	% мол.	На пластовый газ		На сухой газ	
		г/м³ ^{a)}	см³/м³ ^{a)}	г/м³ ^{b)}	см³/м³ ^{b)}
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 C₅₊, приходящиеся на 1 ст.м³ пластового газа (добыываемой

$$\text{смеси): } C_{5+} (\text{г/м}^3) = \frac{\sum y_i M_i}{0.02404}; \quad C_{5+} (\text{см}^3/\text{м}^3) = \frac{\sum y_i M_i / \rho_i}{0.02404} \cdot 1000;$$

**) масса (г) или объем группы C₅₊, приходящиеся на 1 ст.м³ добываемого сухого газа:

$$C_{5+} (\text{г/м}^3) = \frac{\sum y_i M_i}{0.02404(1 - y_{C5+})}; \quad C_{5+} (\text{см}^3/\text{м}^3) = \frac{\sum y_i M_i / \rho_i}{0.02404(1 - y_{C5+})} \cdot 1000$$

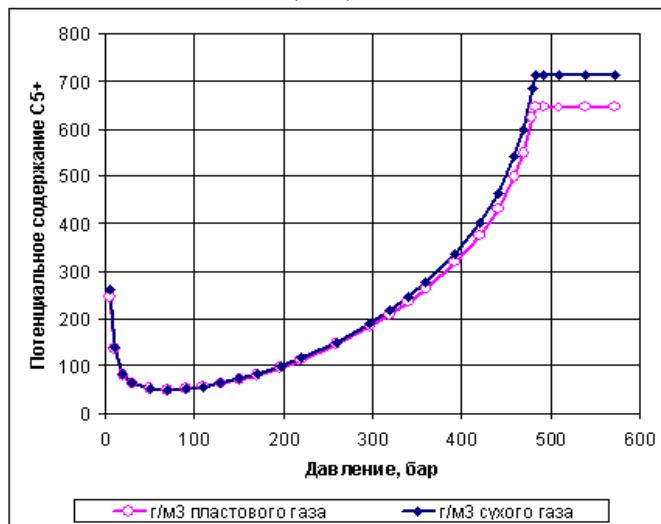
Здесь y_i, M_i, ρ_i – соответственно мольная доля, молярная масса (г/моль), плотность при стандартных условиях (кг/м³) i –го компонента.

Газпром нефть | 279

И это видно по относительной плотности газа по воздуху, а также будут данные, посмотрите, пожалуйста, содержание группы C₅₊, вот на сухой газ. То есть, у нас начальное содержание, потенциальное содержание, вот формулы я вам рассказывал, 714 г/м³ сухого газа. И посмотрите, мы снизили на 30 бар, и у нас уже меньше 500. Вопрос заключается, ну и продолжает резко уменьшаться.

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

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



Газпром нефть | 280

Вопрос заключается в том, значит, вот график, который всё показывает. Верхняя кривая на сухой газ, нижняя на пластовый газ. Так на какое же количество конденсата нам рассчитывать при добыче газа? Это же уникальноконденсатная залежь.

Вот это вот, это проблема. Это проблема, значит, вот одна из проблем при разработке месторождения уникальноконденсатного. Сейчас у меня 2 минуты идёт загрузка. Моя презентация вдруг пропала. И мы ещё немножечко с вами послужим, до конца дойдём. Видите, уже 280-ый, да, ведь слайд, а у нас всего 304. Ну, чуть-чуть осталось. Чуть-чуть терпите, если кто устал. И мы с вами полностью посмотрим презентацию. Вот, сейчас. Презентация загружена, только я... Название, оно... Сейчас, секунду. А, вот. Всё, ушла, слава Богу.

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

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

Давление МПа	Коэффициент извлечения, % мас.		
	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

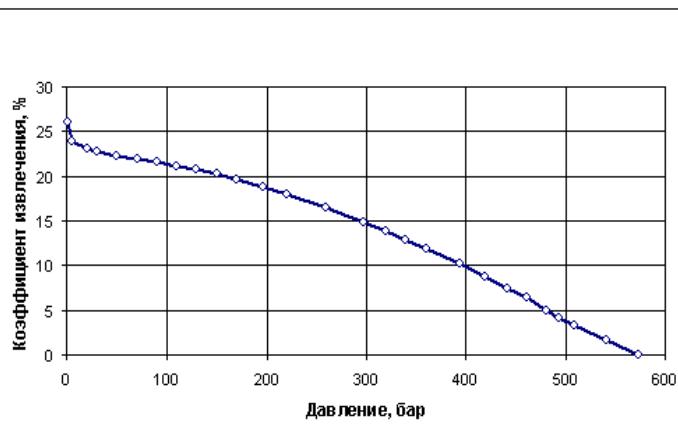
*) согласно требованиям ГКЗ РФ, приводится коэффициент извлечения конденсата (C₅₊) при давлении 0.1013 МПа.

Газпром нефть | 281

Вот теперь коэффициент извлечения, как формируется. В начале, когда у нас нет ретроградной конденсации, у нас динамика коэффициента извлечения, что C₅₊, что сухого газа одинаковый. Но как только у нас давление снизилось ниже давления начала ретроградной конденсации, резкое различие пошло. И в итоге из-за ретроградной конденсации у нас сухой газ, как обычно в месторождении природного газа, при одной атмосфере мы почти 100% добываем, почти, потому что в ретроградном конденсате у нас газ чуть-чуть растворяется, и поэтому не 100%, а 99,5% здесь. А, значит, конденсатом мы, если вот традиционно до одной физической атмосферы снижать давление, добудем всего 26%. Но реально давление забрасывания, оно, скажем, может быть и 5 мегапаскалей, может быть и выше, может быть и выше. Но вот если ориентироваться на 5 мегапаскалей для глубокозагруженной залежи с низкопроницаемыми коллекторами, мы конденсата всего 22.3% добудем при разработке на режиме истощения. А на другом режиме мы и не разрабатываем. И это существенно ниже, чем традиционная нефтеотдача, которая чуть меньше 40%, 35% обычно бывает. Но на нефтяных месторождениях мы всегда поддерживаем давление, значит, выше давления насыщения. А здесь вот на истощение, все у нас газоконденсатные залежи разрабатываются на истощение пластовой энергии в нашей стране. И поэтому здесь если сравнивать с тем, что будет происходить на газоконденсатной, в газоконденсатной залежи мы получим величину значительно меньше, чем традиционная нефтеотдача.

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

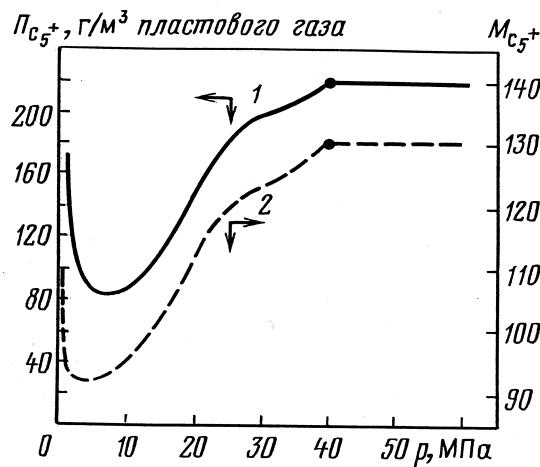
**Динамика коэффициента извлечения
конденсата (C_{5+}) при снижении
пластового давления**



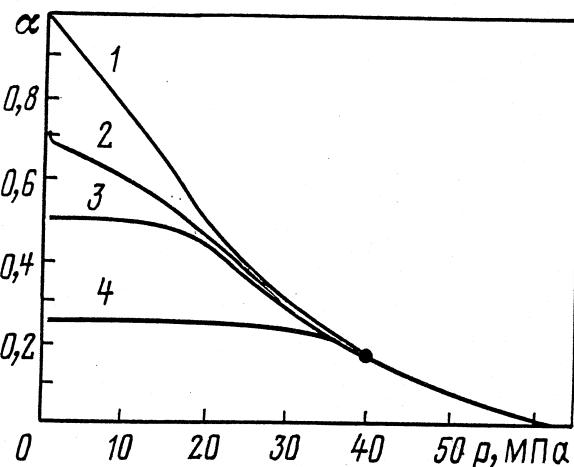
Газпром нефть | 282

Вот эта зависимость.

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

Газпром нефть | 284

И еще для одного, это Астраханское месторождение. Результаты, это вот зависимость потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе при снижении давления. Пока мы не снизили ниже давления начала конденсации, оно равно гидростатическому 40 мегапаскалей, у нас изменения не происходит в потенциальном содержании конденсата в газе. А затем снижается из-за ретроградных потерь, но вы видите, в начале не очень интенсивно снижается, а потом уже интенсивно. Но это зависит от компонентного состава газа. Здесь есть и кислые компоненты, и другие компоненты. То есть это все очень индивидуально. И чем выше содержание конденсата, мы это уже видели, тем более интенсивны будут ретроградные потери.

Корреляции для расчета физико-химических свойств природного газа

Коэффициент сжимаемости (Z – фактор)

Z – фактор учитывает реальные свойства газа

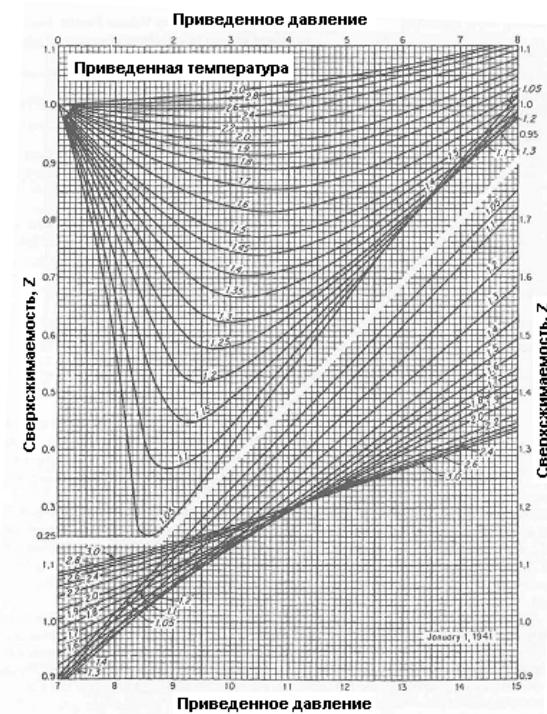
$$Z = \frac{PV}{RT}$$

Газпром нефть | 286

Теперь по поводу корреляции для природного газа, очень коротко.

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

Вот она, знаменитая диаграмма Стендинга-Каца, которая была опубликована в 40-х годах прошлого века. Это получено по данным экспериментальным для метана фактически. Вы видите, это Z-фактор и зависимость приведенного давления, приведенной температуры. Как мы с вами когда вот рассматривали свойства компонентов, и вот мы с вами уже говорили, приведенное давление – это давление, деленное на критическое для чистого компонента. Теперь приведенная температура – это абсолютная температура, деленная на температуру критическую. Что касается смесей природных, то мы используем приведенные параметры, это диаграммы, и для смеси можно использовать, для фазы, для природного газа. И при этом нам нужно оценить для нашей смеси газовой уже давление не критическое, а псевдокритическое. И не критическую температуру, а псевдокритическую температуру. Что это такое? Мы представляем, что наша смесь, что есть некий эффективный условный компонент, свойства которого эквивалентно свойствам нашей природной системы, природного газа. И мы оцениваем, какая же температура и какое давление были бы у этого условного компонента, свойства которого эквивалентны свойствам нашей смеси. И вот мы для оценки псевдокритического давления, мы называем не критическое давление, не критическую температуру, а псевдо, потому что у нас псевдочистый компонент, заменяет нашу смесь. Вот существуют разные формулы, самая простая формула используется правило Кэя, я сейчас не буду вам об этом говорить, это в учебниках есть по разработке газовых месторождений. А вот для практики очень полезно для инженеров, для практической работы оценка, то есть вот формулы простые для оценки псевдокритического давления, псевдокритической температуры по относительной плотности газа. То есть относительную плотность газа

определяется, как ее определять вы знаете рассчитывать, отношение молекулярной массы газа к молекулярной массе воздуха, ну все это мы подробно уже смотрели, оценивается псевдокритическое давление, псевдокритическая температура, рассчитывается при заданных давлении и температуре приведенное давление и температура, и вот с этого графика раньше снимали, какое же значение Z-фактора. И это использовали и для подсчета запасов, и для технологических расчетов, и вот эти диаграммы.

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

А на основе этой диаграммы были разные корреляции получены, вот одна на первый взгляд сложная, есть другие рекомендации для Z-фактора, но это просто одна из возможных.

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

Газпром нефть | 289

А я вам привожу вот, это значит вот из справочника, который мы написали с Григорием Федоровичем Гуревичем еще в 1984 году, значит и он привел в этом справочнике приведена формула про...

Итак, вот эта формула, значит, она достаточно точная для инженерных расчетов и очень удобная. Очень удобная для оценки Z-фактора углеводородных газов. Если у нас всякий сероводород, CO_2 и так далее, давайте использовать уравнение состояния, нет нормальных корреляций, и не нужно тут сыр бор городить, есть кислые компоненты, используйте уравнение состояния, и вы получите нормальные оценки Z-фактора природного газа и все другие свойства, которые вам нужны, и не нужны упрощенные корреляции, если состав необычный.

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

Газпром нефть | 290

Ну, плотность газа с Z -фактором однозначно связана, поэтому тут, значит, тоже. $P = \rho ZRT$, все, ничего больше в этой формуле нет.

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

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

P – давление, МПа

T – температура, К

Газпром нефть | 291

Теперь объемный коэффициент газа, вот его определение дано, и взаимосвязь между Z-фактором, рабочим давлением и температурой, и стандартными. Теперь тут важно, что чтобы, значит, вот я уже говорил, что давление, чтобы стандартное и рабочее были в одинаковых единицах, чтобы температура была абсолютная, то есть никакие не градусы Цельсия, а либо градусы Кельвина, ну, да, мы же используем градусы Кельвина, тут нам другие не нужны, никакие Ранкины и прочие, ни в коем случае не Фаренгейты, не Цельсия, это абсолютная температура тут используется. Вот, и таким образом мы объемный коэффициент газа оцениваем. Эта формула, я проверял, она правильная, и, значит, можно оценивать объемный коэффициент газа, может нам в различных технологических вопросах по технологии добычи газа понадобится.

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, мПа·с

ρ_g – плотность газа, кг / м³

M – молекулярный вес газа

T – температура, К

Газпром нефть | 292

Дальше, вязкость газа Lee-Gonzalez-Eakin, формула неоднократно проверенная, все тут просто. И особенности по вязкости газа я вам сказал при повышенных давлениях, при повышенных давлениях, вот, газ может быть необычный. Обычно его динамическая вязкость от одной до двух сотых процента, редко-редко выше, ну, фу, двух сотых, мПа*с, не процент.

Упражнение 14

Газпром нефть | 29
3

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

Газпром нефть | 294

Коэффициент межфазного натяжения на границе газ-нефть, значит, нам нужно относительную плотность нефти знать, и мы тогда можем оценить величину поверхностного натяжения. И тут даже нет в этой корреляции, значит, относительной плотности газа, потому что все зависит от, ну, в общем, того, с какой нефтью газ контактирует, для оценки его поверхностного натяжения.

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:

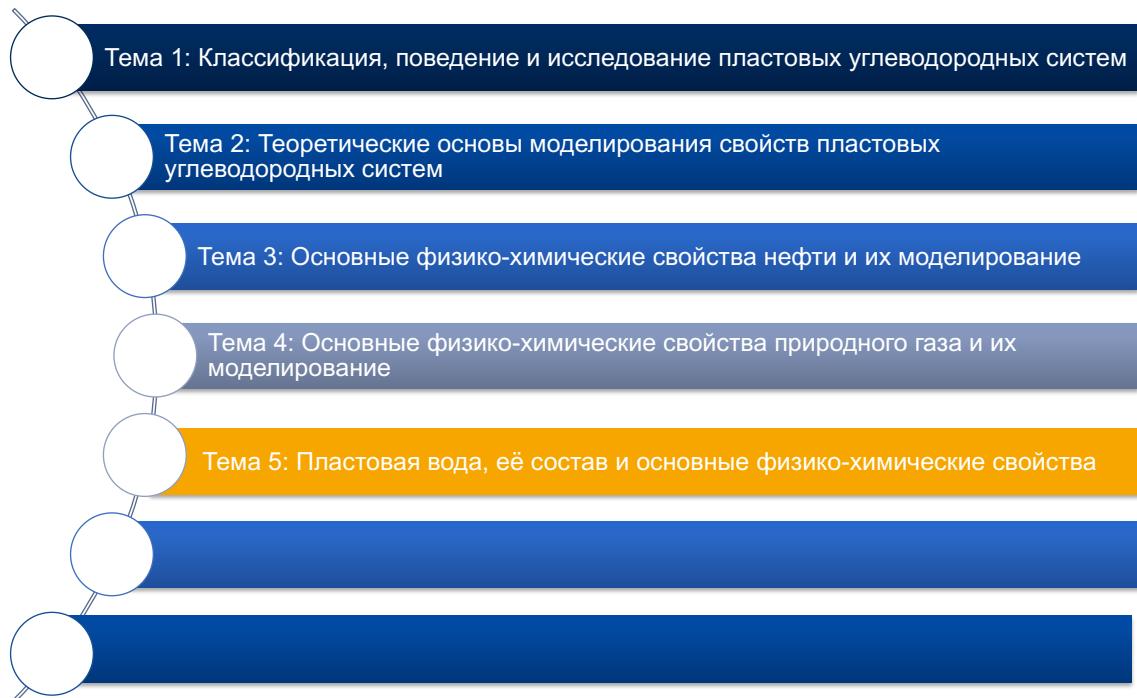
P-давление, МПа

T-температура, К

σ -межфазное натяжение, Н/м

Газпром нефть | 295

И коэффициент межфазного натяжения на границе газ-вода тоже единственная формула, других и нет. И здесь зависимость только от давления и температуры.



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)

Газпром нефть | 297

И последнее, это очень коротко, значит, по корреляциям для пластовых вод, вообще пластовыми водами гидрогеологи занимаются, и здесь очень коротко, значит, приводятся сведения о классификации пластовых вод по ионному составу, по степени минерализации. Это просто для сведения. Кто-то подзабыл, кто-то не знал. Вот для этого.

Основные классы пластовых вод

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

Газпром нефть | 298

Значит, пластовые воды, они есть гидрокарбонатные, сульфатные, хлоридные, в зависимости от преобладания тех или иных анионов.

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

Газпром нефть | 299

И вот основное, что нам нужно, это понятие минерализации воды, то есть её количество солей в воде. Есть дистиллированная вода, а у нас в пласте всегда она минерализована, соли растворены. И, значит, вот есть понятие ppm, parts per million, значит, для массовых концентраций, взаимосвязь ppm с миллиграмм на килограмм и так далее. Значит, вот.

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

И вот формула для плотности минерализованной воды в случае, смотрите, вот формула, в случае, значит, если вода у нас в стандартных термобарических условиях, то с учётом доли солей в водном растворе, процент массовый, вот это вот важно, там не перепутать какие проценты, процент массовый, мы можем оценить плотность воды в стандартных условиях. А для того, чтобы, значит, нам рассчитать плотность воды в пластовых условиях, применяется нижняя формула, то есть числитель – это плотность воды в стандартных условиях, а знаменатель у нас объёмный коэффициент, просто объёмный коэффициент пластовой воды. Значит, и мы с вами узнаём, какова плотность воды в пластовых условиях. Вот всё, значит, по плотности.

Вязкость воды (по Brill & Beggs)

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

Газпром нефть | 301

По вязкости воды это написано Beggs и Brill, это Brill, это известный тоже американский специалист. Я с ним знакомился, когда был в университете Талсы, имели беседу, это был 90-й год, когда я первый раз поехал на конференцию по приглашению SPE, 32 года назад. И очень хороший специалист, который является автором книги, изданной, вот, Библиотека SPE, серии SPE по течению газо-жидкостных смесей в скважинах. То есть, вот, Витсон, Тёртис по Phase Behaviour, Брилл по течению в скважинах. Вот, поскольку эти корреляции используются при моделировании течения воды или нефтеvodогазовых систем в скважинах, вот он с соавторами, с коллегами предложил такую корреляцию на основе обработки данных экспериментальных исследований.

Объемный коэффициент пластовой воды

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

B_{wp} – объёмный коэффициент дистиллированной воды

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

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

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

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

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

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

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

Газпром нефть | 302

Теперь объёмный коэффициент пластовой воды таким образом вычисляется. Это всё, значит, сведения из монографий SPE, из статей, и широко известные корреляции на Западе. Они же применяются и нашими инженерами для оценки свойств воды. Просто обработка имеющихся экспериментальных данных.

Сжимаемость воды

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

$$C_1 = 559.07 - 2.82P$$

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

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

Газпром нефть | 303

Сжимаемость воды, изотермический коэффициент сжимаемости, зависит только от давления в корреляции и температуры.

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**

И вот это, значит, Брусиловский Александр Иосифович, который с вами полноценно прошёл курс 4-дневный, 10-ого октября, даже 5-дневный, 10-ого октября и с 24 по 27 октября. Спасибо вам за внимание. Я уверен, что материал будет вам полезен. И желаю вам больших успехов. Всего вам хорошего.